



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR.

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería técnica industrial:

Electricidad

ELECCIONES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A UN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Autor: Juan Antonio González Recio

Tutor: Juan Carlos Burgos Díaz

Abril 2013





Agradecimientos

Agradecimientos

A mi familia, por todo su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida a pesar de las decepciones y momentos difíciles.

A Marta por su paciencia infinita conmigo, gracias de verdad.

También quería hacer una mención a mi tutor de este proyecto, D. Juan Carlos Burgos, que pese a la difícil situación no ha dejado de guiarme a lo largo del proyecto al decirme las cosas con franqueza y seriedad en todo momento.

A Fernando Martinez, el departamento de Ingeniería y Control de Siemens, quien se ofreció a ayudarme con este proyecto y con el que he aprendido muchísimo gracias a sus cursos y sus tardes de dedicación conmigo. Tampoco puedo dejar de nombrar al todo el grupo de Transmission de Siemens, por su trato a lo largo de mi periodo de prácticas con ellos que me ha permitido conocer más a fondo el mundo de la ingeniería.

Muchísimas gracias a todos.

J.A. González



Agradecimientos



RESUMEN

Este proyecto fin de carrera se basa en la descripción del estudio preliminar realizado para la instalación de los elementos necesarios para la protección del transformador de 50 MVA de la futura subestación eléctrica para la evacuación de energía de la planta Biomasa de Navalmoral de la Mata (Badajoz), de 49 MW, para su posterior conexión a la red eléctrica española.

Para entender mejor los elementos de protección, primeramente se describe el tipo y naturaleza de las faltas que pueden llegar a afectar a los elementos que componen la subestación eléctrica, prestando especial atención al transformador de potencia, objeto de este proyecto.

También se realiza una descripción del principio de funcionamiento de los elementos de protección y una exposición de los mismos.

SUMMARY

This project is based on the description of the preliminary study for the necessary elements installation of the transformer's protection. This transformer will install on the electrical substation for the biomass power plant Navalmoral de la Mata (Badajoz, Spain).

This substation is one part of the new project for the construction of the power plant. Nowadays this project is being studying and pending of approval.

In the first part of the project described the type and nature of the faults that can be appear in the elements on an electrical substation and specially the faults which can affect to the power transformer.

In the second part of the project are included a description of the protection elements and it explains how works the protection for detect the fault and also how this protection works to prevent damage in the substation equipment.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Agradecimientos	3
Resumen	5
Summary	6
Índice de contenidos	7
Índice de figuras	10
Índice de tablas	14
0. Introducción	16
1. Descripción del proyecto	20
1.1 Información del proyecto	22
1.1.1 <i>Ubicación de la subestación</i>	22
1.1.2 <i>Posición geográfica</i>	23
1.1.3 <i>Condiciones del emplazamiento</i>	23
1.2 Alcance de la subestación	24
1.3 Transformador de potencia	25
1.3.1 <i>Protecciones del transformador</i>	25
1.4 Sistema de control	25
2. Generalidades sistema eléctrico	27
2.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia	28
2.1.1 <i>Generación</i>	29
2.1.2 <i>Transporte – interconexión</i>	29
2.1.3 <i>Distribución-consumo</i>	30
2.2 Configuración eléctrica de las subestaciones	31
2.2.1 <i>El tipo de subestación</i>	32
2.2.2 <i>Tipos de barra</i>	33
2.2.3 <i>Enclavamientos</i>	35
3. Componentes de una subestación eléctrica	39
3.1 Transformador	40
3.1.1 <i>Componentes de un transformador</i>	42
3.1.2 <i>Pruebas y ensayos de fábrica</i>	47
3.2 Transformadores de medida	49
3.2.1 <i>Transformadores de intensidad</i>	50
3.2.2 <i>Transformadores de tensión</i>	50

3.3 Interruptor automático o disyuntor	51
3.4 Seccionador	56
3.5 Pararrayos	60
4. Tipos de falta en una posición de red	62
4.1 Naturaleza de las perturbaciones	63
4.1.1 Cortocircuitos	64
4.1.2 Sobrecargas	65
4.1.3 Sobre tensiones	66
4.1.4 Sub tensiones	68
4.1.5 Desequilibrios	68
4.1.6 Retornos de energía	68
4.2 Faltas en los transformadores de potencia	70
4.2.1 Falta en el bobinado	71
4.2.2 Faltas en el núcleo	74
4.2.3 Faltas en la cuba	75
4.3 Faltas provocadas por condiciones externas	75
4.3.1 Sobrecarga	75
4.3.2 Faltas en el sistema	76
4.3.3 Sobre tensiones	76
4.3.4 Reducción de corrientes armónicas	77
4.4 Corrientes de magnetización	77
4.5 Calentamiento del transformador	80
4.6 Protección de transformadores	81
5. Sistemas de protección	83
5.1 Protecciones preventivas	85
5.2 Protecciones incorporadas en los equipos	86
5.3 Operación de los sistemas de protección	87
5.3.1 Relés de protección	87
5.3.2 La protección diferencial	90
5.3.3 Protección contra sobreintensidad	97
5.3.4 Protección sobre máxima intensidad en el neutro de los transformadores de potencia	98
5.3.5 Protección contra sobrecargas	98
5.3.6 Protección por detección de gases – Relé Buchholz	101
5.3.7 Protección de cuba	107
5.3.8 Protección de sobre tensiones	108
5.3.9 Protección contra sobre presión	109
5.3.10 Fusibles	



6. Función de las protecciones y sistema de control	112
6.1 Descripción de las protecciones	118
6.1.1 <i>Protección de sobreintensidad (50/50N/51/51N)</i>	118
6.1.2 <i>Protección de fallo del interruptor (50BF)</i>	124
6.1.3 <i>Protección a distancia (21/21N)</i>	125
6.1.4 <i>Protección diferencial (87)</i>	126
6.1.5 <i>Protección de máxima (57) y mínima tensión (27)</i>	127
6.1.6 <i>Relé de disparo y bloqueo (86)</i>	128
6.2 Sistema de control	128
6.2.1 <i>Estructura general de los sistemas de control de subestaciones</i>	128
6.3 Descripción general de los equipos	130
6.3.1 <i>Equipo de sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64</i>	131
6.3.2 <i>Equipo de control de posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663</i>	132
7. Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas	134
7.1 Tipos de monitorización	135
7.1.1 <i>Monitorización periódica</i>	135
7.1.2 <i>Monitorización continua</i>	136
7.2 Tipos de monitorización	136
7.2.1 <i>Mantenimiento basado en la condición (BC)</i>	137
7.2.2 <i>Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM)</i>	137
7.3 Principales variables monitorizadas	139
7.4 Modelos de mantenimiento y prevención	140
7.4.1 <i>Modelo del punto más caliente del devanado (Hot-spot)</i>	141
7.4.2 <i>Modelo de envejecimiento (Aging)</i>	147
7.4.3 <i>Modelo de análisis de gases disueltos (DGA)</i>	148
8. Memoria económica	151
8.1 Condiciones de entrega	152
8.2 Suministro de equipos	155
8.2.1 Suministro del transformador	157
8.2.2 Suministro de los equipos de protección del transformador	160
8.2.3 Resumen de precios	161
9. Conclusiones	162
9.1 Apartado de los equipos	163
9.2 Apartado de las protecciones	164



Índice de contenidos

10. Bibliografía y referencias _____ **165**

11. Anexos _____ **168**



ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Figura 1-1 Emplazamiento de la subestación.	22
--	----

CAPÍTULO 2. GENERALIDADES SISTEMA ELÉCTRICO

Figura 2-1 Esquema del sistema eléctrico de potencia.	28
--	----

Figura 2-2 Esquema simplificado del eléctrico de potencia.	31
---	----

CAPÍTULO 3. COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Figura 3-1 Componentes del transformador de potencia.	41
--	----

Figura 3-2 Núcleo del transformador.	42
---	----

Figura 3-3 Láminas de hierro apiladas.	42
---	----

Figura 3-4 Bobinados del transformador.	43
--	----

Figura 3-5 Máquina de bobinado horizontal.	43
---	----

Figura 3-6 Cambiador de tomas.	44
---------------------------------------	----

Figura 3-7 Depósito de expansión.	46
--	----

Figura 3-8 Tipos de sistemas de refrigeración.	47
---	----

Figura 3-9 Transformadores de tensión y de medida.	49
---	----

Figura 3-10 Interruptor.	51
---------------------------------	----

Figura 3-11 Interruptor tripolar de 145 kV.	54
--	----

Figura 3-12 Muelle de tensado del interruptor.	55
---	----

Figura 3-13 Seccionador tipo pantógrafo de 145 kV y seccionador de apertura vertical de 145 kV.	58
Figura 3-14 Composición de los pararrayos.	60
 CAPÍTULO 4. TIPOS DE FALTA EN UNA POSICIÓN DE RED	
Figura 4-1 Formas de sobretensiones.	67
Figura 4-2 Esquema de falta en conexión del devanado.	71
Figura 4-3 Distancia de la falta al neutro (en porcentaje de los arrollamientos).	71
Figura 4-4 Valor de la corriente en función de la distancia de la falta expresada en porcentaje de los bobinados.	72
Figura 4-5 Cortocircuito en función de número de vueltas del bobinado.	74
Figura 4-6 Forma de onda para una corriente diferencial debida al fenómeno Inrush.	80
Figura 4-7 Forma de onda para una corriente diferencial debida a una falta interna.	80
 CAPÍTULO 5. EL SISTEMA DE PROTECCIÓN	
Figura 5-1 Esquema de protección unitaria y protección graduada.	86
Figura 5-2 Esquema protección diferencial.	91
Figura 5-3 Esquema protección diferencial.	92
Figura 5-4 Esquema de los relés mecánicos.	96
Figura 5-5 Zona de operación porcentaje fijo.	96



Índice de figuras

Figura 5-6 Zona de operación variable.	96
Figura 5-7 Ejemplo de curva de daño a transformadores.	97
Figura 5-8 Elementos del relé de imagen térmica.	100
Figura 5-9 Situación del relé Buchholz.	102
Figura 5-10 Esquema constructivo del relé Buchholz/Posición inicial.	103
Figura 5-11 Relé Buchholz/Posición alarma.	104
Figura 5-12 Relé Buchholz/Posición bloqueo.	104
Figura 5-13 Disposición interior de un relé Buchholz.	105
Figura 5-14 Esquema de protección de la cuba.	108
Figura 5-15 Esquema de disposición de los pararrayos.	109
Figura 5-16 Disposición chimenea de expansión.	110
 CAPÍTULO 6. FUNCIÓN DE LAS PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL	
Figura 6-1 Esquema bloques de operación.	115
Figura 6-2 Curva de daño de los equipos eléctricos.	119
Figura 6-3 Característica de disparo de la protección.	120
Figura 6-4. Esquema unifilar de las protecciones.	121
Figura 6-5 Funcionamiento del relé instantáneo.	122
Figura 6-6 Funcionamiento de un relé de disparo independiente o de tiempo fijo.	123

Figura 6-7 Funcionamiento de un relé de disparo dependiente o de tiempo fijo.	123
Figura 6-8 Esquema de funcionamiento de la protección a distancia direccional.	125
Figura 6-9 Estructura lógica del sistema de control.	130
Figura 6-10 Equipo de Sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64.	131
Figura 6-11 Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663.	133
 CAPÍTULO 7. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	
Figura 7-1 Esquema tipo de la monitorización utilizada para un transformador de potencia.	139
Figura 7-2 Muestra la disposición de los equipos y sensores.	140
Figura 7-3 Factor de envejecimiento del aislamiento en función de la temperatura del punto caliente.	143
Figura 7-4 Diagrama térmico de temperaturas internas.	144



ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Tabla 1-1 Datos meteorológicos de la zona. 22

Tabla 1-2 Datos meteorológicos de la zona. 22

CAPÍTULO 2. GENERALIDADES SISTEMA ELÉCTRICO

Tabla 2.1 Complejidad de la interconexión de los diferentes
tipos de subestaciones. 33

Tabla 2-2 Configuraciones eléctricas de los distintos
tipos de subestaciones. 34

CAPÍTULO 4. TIPOS DE FALTA EN UNA POSICIÓN DE RED

Tabla 4-1 Porcentajes de tipos de falta en transformadores. 70

Tabla 4-2 Duración típica que un transformador puede
soportar sin daño (en seg). 76

Tabla 4-3 Tipos de protección según la naturaleza de la falta. 81

CAPÍTULO 5. EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Tabla 5-1 Desfase según el tipo de conexionado del transformador. 95

Tabla 5-2 Rangos típicos de fusibles. 111



CAPÍTULO 7. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Tabla 7-1 Recomendaciones de actuación ante sobrecalentamientos. 146

Tabla 7-2 Relaciones de Rogers. 151

CAPÍTULO 8. MEMORIA ECONÓMICA

Tabla 8-1 INCOTERMS 2010. 154



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

El campo de acción de la energía eléctrica desde su generación hasta su consumo es muy amplio, y todo esto debe ser diseñado de tal forma que se garantice la continuidad y la calidad del servicio a los consumidores. Una medida de la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica es el número y duración de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y la frecuencia dentro de unos límites prefijados y nominales.

Existen diversas razones, tanto técnicas como económicas, por las cuales es imposible evitar que se produzcan fallas en un sistema eléctrico. La acción de los agentes atmosféricos, fallos del material, y errores humanos hacen que se produzcan incidentes en la red. Éstos pueden reducirse al mínimo si los sistemas están correctamente diseñados, con márgenes de seguridad económicamente razonables y una correcta selección de los equipos, contemplando la posibilidad que se produzcan estos tipos de fallos de manera aleatoria e inesperada. Por esta razón los sistemas de potencia incorporan un sistema de protección y control que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que puedan producirse.

DESCRIPCION DE LA MEMORIA

Para el desarrollo de este proyecto se presenta una estructura dividida en 9 capítulos, incluyendo una memoria económica de los equipos descritos en el proyecto, así como los anexos que completan la documentación necesaria.

En el primer capítulo se presenta una descripción del alcance de proyecto, definiendo los objetivos de este documento y haciendo una presentación general de los elementos que componen la subestación.

El segundo capítulo se muestra una visión general del sistema eléctrico, para definir conceptos previos básicos necesarios para comprender el desarrollo del proyecto y poner en antecedentes el desarrollo del mismo.



Introducción

Para hacer un buen diseño de cualquier sistema de protección es necesario identificar cada uno de los elementos que componen la subestación, el capítulo 3 muestra una descripción de cada uno de los equipos principales relacionados con el sistema de protección que forman una subestación. Se hace una breve descripción de las funciones de los equipos así como su funcionamiento.

Es necesario conocer las posibles faltas, y las causas que pueden provocarlas, que pueden afectar a los equipos, en el capítulo 4, *“Tipos de falta en una posición de red”*, se hace una descripción de las faltas, centrándose en las faltas que afectan al transformador y en las partes que se ven afectadas debidos a cada tipo de falta que pueda producirse.

El principio en que se basa el funcionamiento de las protecciones y para el tipo de falta que son diseñadas las protecciones está presentado en el capítulo 5 del proyecto. El capítulo 6 muestra en detalle las protecciones necesarias para la correcta protección del transformador utilizado en este proyecto.

Para cerrar la protección del transformador, se ha incluido el capítulo 7, *“Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas”*, donde se describe el sistema de monitorización de un transformador, pues este sistema es complementario a las protecciones del transformador al permitir detectar las faltas cuando todavía son muy incipientes.

Por último, se ha realizado una memoria económica indicándose los precios de equipos descritos en el proyecto y la previsión de costes que supone la realización del proyecto.



I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO



CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto fin de carrera se enmarca en el futuro 'Bioparque Navalmoral', situado en el término municipal de Navalmoral de la Mata, que será el proyecto de mayor envergadura realizado en Europa para la creación de biomasa a partir de cultivos energéticos y uno de los mayores del mundo con una capacidad de producción de 49 MW, que construirá en la Dehesa Boyal, en 50 hectáreas y que desde allí saldrá una canalización de gas de 9 kilómetros hasta un macropolígono industrial, donde estarán los motores de cogeneración que producirán electricidad y calor. La electricidad se venderá a la red y el calor servirá para las industrias del parque. La generación de la planta será a 10,5 kV y tendrá 2 salidas en 10,5 kV de 25 MW (total 50 MW). Al no ser recomendable pasar de 10,5 a 400 kV directamente mediante un transformador, se optó por poner dos transformadores de 10,5 kV/132 kV, 25 MVA de evacuación para cada devanado y un total de 50 MVA.

Para la conexión de esta planta de Valorización Energética de Cultivos de 49 MW, se proyectará una subestación de elevación de la tensión desde los 132 kV de la tensión de generación hasta los 400 kV de la tensión de conexión a la red de transporte, el punto de conexión será una posición de entrada de la subestación de REE situada en Campoarañuelo.

El objetivo de este proyecto fin de carrera es la selección del sistema de protecciones del transformador de 132/400 Kv de la subestación.

Para poner en contexto el trabajo realizado, en el proyecto de fin de carrera se incluye lo siguiente:

- En el capítulo 2, “*Generalidades del sistema eléctrico*”, se proporciona una visión general del sistema eléctrico en España.

Capítulo I. Descripción del proyecto

- En el capítulo 3, “*Componentes de una subestación eléctrica*” se describen los equipos utilizados en la subestación, incluyendo su definición y su función dentro de la subestación, así como plantear su Layout general.
- En el capítulo 6, “*Función de las protecciones y sistema de control*” se indica el principio de funcionamiento y la descripción de las protecciones utilizadas en el transformador. En este mismo capítulo se realizará un diagrama unifilar de las protecciones asociadas al transformador.
- En el capítulo 7, “*Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas*” se describe el sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas y se profundiza, como el resto del proyecto fin de carrera, en el transformador de potencia.

1.1 Información del proyecto

1.1.1 Ubicación de la subestación

La elección del sitio para la subestación se muestra en la figura 1-1. La subestación contará con carreteras de acceso que permitirán el paso de vehículos pesados para el transporte de los equipos.

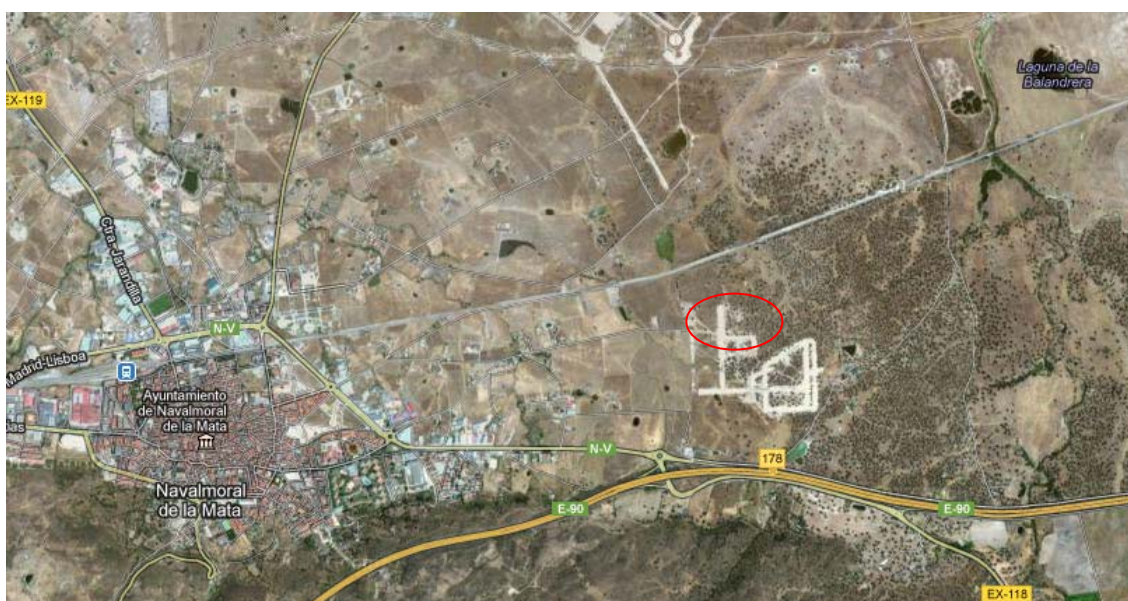


Figura 1-1. Emplazamiento de la subestación.



1.1.2 Posición geográfica:

La tabla 1-1 muestra las coordenadas geográficas de la subestación.

Latitud	39.94 (°)
Longitud	-5.58 (°)
Altitud	269 (m)

Tabla 1-1. Posición geográfica de la subestación.

1.1.3 Condiciones del emplazamiento:

Las condiciones metrológicas del sitio donde se ubicará la subestación son descritas en la tabla 1-2, a continuación:

Viento	2 km/h
Temperatura media	7°C
Temperatura máx.	-6°C
Temperatura min.	28°C
Precipitaciones	606 mm
Humedad	59 %
Polución	liguera

Tabla 1-2. Datos meteorológicos de la zona.

() Valores medios anuales obtenidos a través del instituto nacional de meteorología.*

Es importante conocer las condiciones del terreno donde van a operar los equipos, para su correcto diseño y elección de elementos, como por ejemplo, el sistema de refrigeración del transformador o la necesidad de utilizar aditivos en el aceite utilizado en el transformador de potencia.

1.2 Alcance de la subestación

La subestación estará formada por:

- Parque de intermedia de 400 kV de simple barra.
- 1 transformador 50MVA 440/132kV

El parque de intermedia de 400 kV tendrá las siguientes características:

- Tipo: Exterior convencional
- Esquema: Simple Barra

La posición de transformador estará compuesta por 1 transformador 50MVA 440/132 kV Yn0(d) ONAN/ONAF, con regulación en carga, equipado con:

- Lado de AT:
 - 2 Pararrayos unipolares 360 kV 10 kA
 - 2 Transformadores de tensión 400: $\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}$ kV
 - 2 Transformadores de intensidad 420 kV 1000-2000/5-5-5-5-5 A
 - 2 Seccionadores tripolar 400 kV 4.000 A con cuchillas de puesta a tierra
 - 1 Seccionador tripolar de barras de 420 kV, 4000 A.
 - 2 Transformadores de intensidad 420 kV 1000-2000/5-5-5-5-5 A
- Lado de BT:
 - 2 Pararrayos unipolares 130 kV 10 kA
 - 2 Transformadores de tensión 132: $\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}$ kV
 - 2 Transformadores de intensidad 132 kV 1000-2000/5-5-5-5-5 A
 - 2 Seccionador tripolar 132 kV 4.000 A con cuchillas de puesta a tierra
 - 1 Seccionador tripolar de barras de 132 kV, 4000 A.
 - 2 Transformadores de intensidad 132 kV 1000-2000/5-5-5-5-5 A

A partir del seccionador tripolar de 420 kV se pasará a la subestación de apertura de la línea de 400 kV, propiedad de REE, que se realizará contigua a la subestación proyectada.



1.3 Transformador de potencia

La subestación irá equipada con un transformador de potencia con las siguientes características:

- Potencia 50MVA.
- Relación de transformación $400\pm 132\text{kV}$.
- Grupos de conexiones YN/yn_d11.
- Regulación en 400 kV En carga con 21 escalones.
- Clase de refrigeración ONAN/ONAF

1.3.2 Protecciones del transformador

Como se ha descrito anteriormente, uno de los objetivos de este proyecto es la selección de los elementos de protección del transformador para evitar posibles averías y la suspensión del servicio. Estas protecciones pueden ser de dos tipos:

- Protecciones de la posición.
- Protecciones internas del transformador.

1.4 Sistema de control

Se contará con un sistema integrado de control y protección, (SIPROTEC 6MD66), para la posición del transformador. El sistema tendrá las siguientes características:

El 6MD66 será de tecnología numérica y configuración distribuida, y estará formado por una unidad de control (UCS) y una unidad de control de posición (UCP), además incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación incluidos los servicios auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna.



Capítulo I. Descripción del proyecto



II. GENERALIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPITULO II

CRITERIOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [1,2] tiene por finalidad garantizar el suministro regular de energía dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, pero al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos. El SEP está constituido por diversas instalaciones que deben ser interconectadas, ya que los centros de generación se encuentran en distintos lugares de los centros de demanda de energía eléctrica.

2.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico en su concepción global, independientemente de su tamaño y extensión, cuatro partes fundamentales (figura 2-1):

- Generación.
- Transporte – Interconexión.
- Transformación.
- Distribución consumo.

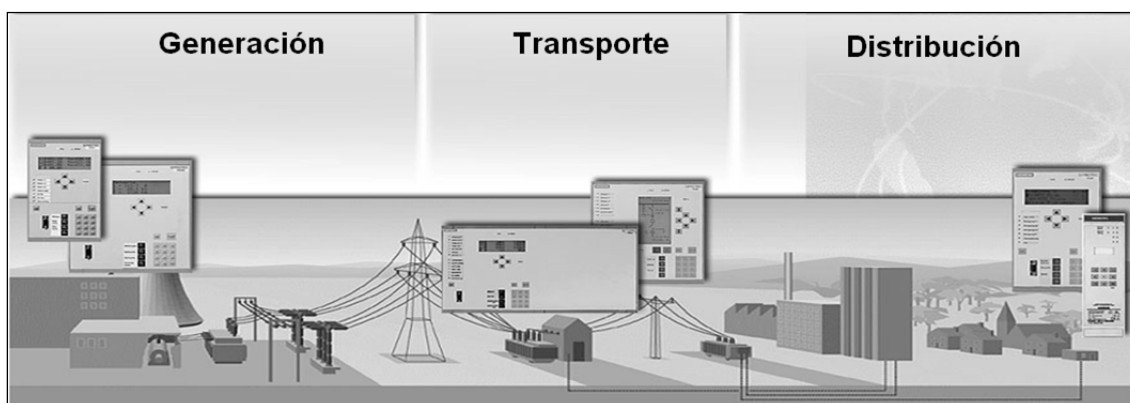


Figura 2-1. Esquema del sistema eléctrico de potencia.



2.1.1 Generación

Se refiere a las instalaciones donde se genera la energía eléctrica a partir de otro tipo de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc.), incluyendo los propios generadores, los transformadores (elevadores-reductores), los servicios auxiliares, motores, equipos de excitación, etc.

2.1.2 Transporte – Interconexión

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos y alejados de los centros de consumo, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales, así como de mantener la cohesión global del sistema eléctrico, funcionando en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por ello debe funcionar a muy alta tensión (220 y 400 KV) con el fin de que las pérdidas de energía (debido al efecto Joule) en el transporte sean lo más pequeñas posibles. Los elementos que componen la red de transporte son:

- *Subestaciones elevadoras:* Centros donde se realiza la transformación del nivel de la tensión de generación al de transporte. Estos valores suelen ser de 220 y 400 kV. Además de realizar la transformación para el transporte de la energía eléctrica también constituye una gran nodo dentro del sistema eléctrico en donde se interconectan todas las líneas entre si y en donde se instalan los elementos de protección, corte y maniobra del sistema.
- *Líneas:* Son cables de aluminio que descansan sobre torres de soporte o son subterráneos y que tienen como función conectar las subestaciones elevadoras con la subestaciones transformadoras, Eléctricamente la sección de los cables determina la intensidad que pueden transportar.

- *Subestaciones Transformadoras:* Centros donde se realiza la transformación del nivel de la tensión de transporte al de distribución. Estos valores suelen ser de 132, 66 ó 45 kV.

2.1.3 Distribución – Consumo

Corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta los distintos consumidores.

- *Redes de reparto:* Son las líneas que se distribuyen en torno a los grandes centros de consumo con unos valores de tensión que suelen ser de 132, 66, o 45 kV.
- *Subestaciones transformadoras de distribución:* Transforman los valores de tensión de reparto a valores de distribución en media tensión, del orden de 20 ó 15 kV.
- *Redes de distribución en media tensión:* Son las líneas que unen las subestaciones transformadoras con los consumidores en media tensión, que suelen ser instalaciones industriales o consumidores de cierta importancia, o con los centros de transformación, donde se vuelve a reducir los valores de tensión.
- *Centro de transformación:* Transforman los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión.
- *Redes de distribución de baja tensión:* Son las líneas que unen los centros de transformación con la acometida del consumidor abonado en baja tensión, estas redes son en su mayoría subterráneas.

La figura 2-2 representa un esquema simplificado de los distintos eslabones de un sistema de potencia eléctrico.

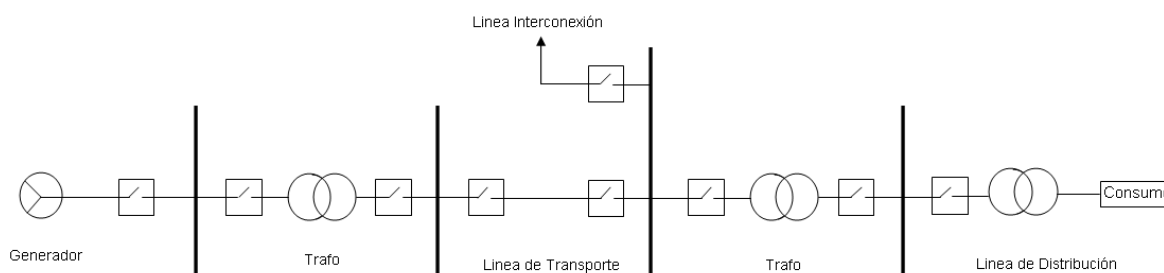


Figura 2-2. Esquema simplificado del eléctrico de potencia.

Para realizar las funciones descritas en el SEP, se necesitan unos elementos auxiliares, como condensadores, reactancias, transformadores de medida (intensidad y tensión), dispositivos de maniobra (interruptores, seccionadores), etc.

2.2 Configuración eléctrica de las subestaciones

Como parte integrante del sistema de transporte, una subestación funciona como punto de conexión o desconexión de las líneas de transporte, de las líneas de distribución, de las centrales de generación y de los transformadores elevadores y reductores. Los objetivos de las subestaciones son conseguir la máxima seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio con los mínimos costes de inversión que satisfagan los requisitos del Sistema Eléctrico.

En la elección del tipo más adecuado de subestación para una aplicación determinada, influyen muchos factores:

- Nivel de tensión.
- Capacidad de carga.
- Consideraciones ambientales.
- Limitaciones en el emplazamiento.
- Las limitaciones del terreno para el paso de las líneas de transporte.

2.2.1 El tipo de subestación

El tipo de subestación es otro de los factores determinantes en las características de sus sistemas de protección y control de los elementos de una subestación eléctrica, ya que el sistema de control se centra fundamentalmente en la interconexión del sistema con los equipos de alta tensión. Actualmente se instalan tres tipos de subestaciones:

- *Intemperie*, se construyen en el exterior, requieren un diseño, de aparatos y máquinas capaces de funcionar bajo condiciones atmosféricas adversas. Se utilizan en los sistemas de alta tensión.
- *En celdas o cabinas de media tensión*, la principal ventaja de este tipo de subestaciones es que el espacio que ocupan es aproximadamente 10 veces menos que una convencional. A pesar de ser interiores los transformadores se sitúan en el exterior para minimizar daños en caso de accidente.
- *Aislada en gas SF₆, GIS*, usan hexafluoruro de azufre como aislante en todos sus elementos. El uso de este gas permite reducir la distancia necesaria entre los diferentes elementos de la instalación y por tanto se requiere menos espacio. Este tipo es más caro, porque evidentemente es más costoso aislar en SF₆ que en vacío. Se utilizaban en tensiones de distribución y distribución, pero actualmente su uso se está generalizando a instalaciones de transporte debido a los problemas de impacto medioambiental que provoca la construcción de subestaciones convencionales.

La influencia del tipo de subestación en el sistema de protección y control se centra fundamentalmente en la interconexión del sistema con los equipos de alta tensión. Si esta interconexión forma parte del suministro, debe tenerse en cuenta:

- La longitud de los cables
- La complejidad de la interconexión



Observando los diferentes tipos de subestaciones desde el punto de vista de la complejidad de la interconexión obtenemos la tabla 2-1.

TIPO DE SUBESTACION	LONGITUD DE LOS CABLES	COMPLEJIDAD DE LA INTERCONEXION
INTERPERIE	LARGA	COMPLEJA
GIS	CORTA	SENCILLA
CELDAD MT	MUY CORTA	MUY SENCILLA

Tabla 2.1. Complejidad de la interconexión de los diferentes tipos de subestaciones.

2.2.2 Tipo de Barras

Al seleccionar la disposición de la subestación, hay que considerar diversos factores para satisfacer todos los requisitos del sistema eléctrico. Una subestación debe funcionar con regularidad, debe ser económica, segura y lo más sencilla posible. Debe estar concebida de modo que permita un alto nivel de continuidad en el servicio, además, debe prever su futura ampliación y permitir un funcionamiento flexible, con costes iniciales y finales reducidos. Hay que disponer los medios necesarios para conservar las líneas, interruptores y seccionadores sin interrupciones de servicio ni peligro para el personal.

Para tener regularidad de servicio, las subestaciones tienen que evitar la interrupción total del mismo originada por fallo de interruptores o defectos en las barras y deben estar dispuestas de forma que la reanudación del servicio después de un fallo sea rápida. La disposición general debe permitir la realización de trabajos de mantenimiento y futuras ampliaciones sin interrumpir el servicio.

A la hora de maniobrar los equipos de la subestación hay que tener en cuenta que los interruptores son los únicos que pueden abrir y cerrar bajo carga, lo cual no ocurre con los seccionadores.

A los pasos que se siguen para conectar o desconectar cualquier elemento de una subestación, se les llama secuencia de operación.

La secuencia de operación depende básicamente de la configuración de la subestación y de la maniobra que se realiza. Normalmente la secuencia va asociada con la complejidad de la subestación.

Las disposiciones básicas de las barras de la subestación son las siguientes:

- Barra simple (SB)
- Doble barra con doble interruptor (DBT)
- Barra simple con barra de transferencia (SBBY)
- Barra doble (DB)
- Esquema de interruptor y medio (IyM)

En la tabla 2-2 siguiente se recogen las diferentes configuraciones eléctricas utilizadas en función de las tensiones de servicio.

		1 (SB)	3 (SBBY)	5 (DB)	7 (DBT)	9 (IyM)
		%				
Distribución	30-45 kV	50	15	30		
	66 kV	35	24	35	3	
Reparto	110 kV	28	12	44	7	
	132 kV	20	20	50	10	
Transporte	220 kV	13	18	35	13	9
	400 kV		33	33	17	17

Tabla 2-2. Configuraciones eléctricas de los distintos tipos de subestaciones.



A la hora de la elección de una configuración eléctrica para una subestación dada, debemos de ser selectivos. Es decir, no debemos exigir lo mismo a una subestación a emplazar en un nudo de interconexión de la red nacional, en general muy mallada, que a una subestación de generación. Así, en la primera, la pérdida de todas las líneas se traduce en la pérdida de un nudo que puede ser asumida por la red sin excesivas repercusiones mediante un nuevo reparto de los flujos de carga. En cambio, la pérdida completa de una subestación de salida de una central nuclear en un periodo de horas valle se puede traducir en fenómenos importantes de inestabilidad.

2.2.3 Enclavamientos

En las subestaciones transformadoras, son las instalaciones de maniobra las que permitan la distribución de la energía eléctrica generada hacia los consumidores así como la configuración de la red eléctrica.

Más habitual que la maniobra de un solo equipo es la realización de una serie de maniobras con los objetivos siguientes:

- Encaminar el flujo de energía al destino deseado
- Poner en servicio o en mantenimiento parte de la instalación

Las características de operación propias de los equipos y la filosofía de operación de la subestación imponen una serie de condiciones para la realización de las maniobras que se denominan enclavamientos.

Los enclavamientos deben ser implementados total o parcialmente en el sistema de protección y control, siendo considerable su influencia en:

- Volumen de entradas / salidas binarias
- Desarrollo de lógicas digitales
- Comunicación entre BCU's
- Necesidades de relés auxiliares

Las características de operación propias de los equipos utilizados habitualmente en las instalaciones de maniobra son las siguientes:

- Los seccionadores solo pueden maniobrar sin carga
- Los interruptores automáticos, también llamados disyuntores, maniobran en carga y además pueden cortar la máxima intensidad de falta
- Los seccionadores en carga, o rompe arco, pueden maniobrar con la intensidad nominal pero no disparar en caso de falta.

El análisis de los enclavamientos se estructura en, enclavamientos de interruptor, enclavamientos de seccionadores y enclavamientos de operación.

➤ *Enclavamientos de Interruptor*

Se agrupan en este tipo de enclavamientos aquellos en los que está implicado el interruptor de la posición, bien sea por ser este el equipo a maniobrar como porque su estado condiciona la maniobra de los seccionadores.

Denominando seccionadores de servicio a los seccionadores cuya apertura permite aislar el interruptor para realizar con seguridad los trabajos de mantenimiento o reparación, el enunciado general de los enclavamientos de interruptor es el siguiente:

- Para cerrar el interruptor deben estar cerrados los seccionadores de servicio.
- Para maniobrar alguno de los seccionadores de servicio debe estar abierto el interruptor.

Estos enclavamientos garantizan que sea sólo el interruptor el equipo que maniobra en carga (esto es, con circulación de intensidad).

➤ *Enclavamientos de Seccionadores*

Pertenecen a este tipo de enclavamientos los que condicionan recíprocamente el cierre de los seccionadores de servicio y de los seccionadores de puesta a tierra.



Capítulo II. Generalidades del sistema eléctrico

La realización de trabajos de mantenimiento, reparación o ampliación con total seguridad requiere que la parte de la instalación eléctrica a manipular quede aislada de las partes en servicio y convenientemente puesta a tierra.

Con este fin, se montan en las instalaciones de maniobra los seccionadores de servicio y los seccionadores de puesta a tierra, respectivamente.

La maniobra de los seccionadores para pasar de servicio a mantenimiento y de mantenimiento a servicio se compone de dos pasos a ejecutar en estricto orden ya que al contrario se provoca un cortocircuito.

- Paso de Servicio a Mantenimiento:
 1. Abrir los seccionadores de servicio
 2. Cerrar los seccionadores de puesta a tierra

- Paso de Mantenimiento a Servicio
 1. Abrir los seccionadores de puesta a tierra
 2. Cerrar los seccionadores de servicio

Con el fin de garantizar el orden en las maniobras, el enunciado general de los enclavamientos de seccionadores es el siguiente:

1. Para cerrar un seccionador de puesta a tierra deben estar abiertos todos los seccionadores de servicio de la parte de la instalación que se pone a tierra.

2. Para cerrar un seccionador de servicio deben estar abiertos todos los seccionadores de puesta a tierra de la parte de la instalación en la que se repone el servicio.



Capítulo II. Generalidades del sistema eléctrico

Dependiendo de la parte de la instalación eléctrica considerada, los seccionadores afectados por este tipo de enclavamiento pueden estar ubicados en:

- Dos subestaciones distintas: línea aérea o cable subterráneo.
- En diferentes niveles de tensión: transformadores
- En diversas posiciones: barras

➤ *Enclavamientos de Operación*

Se denominan así los enclavamientos que aseguran el cumplimiento de las condiciones de maniobra que son consecuencia de la filosofía de operación de la subestación. No son por tanto de carácter general sino que responden a las especificaciones de usuario de la instalación.



III. COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

CAPITULO III.

COMPONENTES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

Dentro de una subestación eléctrica existen varios tipos de equipo. En este capítulo se realizará una descripción de estos equipos donde explicarán sus componentes, su funcionamiento y su misión dentro de la subestación.

Los principales componentes que consta una subestación eléctrica son:

- Transformador.
- Transformadores de medida (TT, TI).
- Interruptor.
- Seccionador.
- Pararrayos.

3.1 Transformador

El desarrollo de sistemas de energía modernos se ha reflejado en los avances en el diseño de transformador [8]. Esto tiene como resultado una gama de transformadores con tamaños que van desde un kVA pocos a varios cientos de MVA que está disponible para su uso en diversas aplicaciones.

Los transformadores son los equipos destinados a transmitir potencias eléctricas entre dos circuitos que normalmente se alimentan a tensión y frecuencias constantes. Su principal función es elevar o reducir la tensión y corriente entre dos circuitos.

El transformador consta de varios componentes, figura 3-1, de diferentes funciones dentro del transformador de potencia y con distintos procesos de fabricación. Los componentes indicados en la figura 3-1 son:

1. Núcleo
2. Devanados BT
3. Devanados AT
4. Bobinado de regulación
5. Conductores
6. Aisladores pasatapas BT
7. Aisladores pasatapas AT
8. Vigas de prensado del núcleo
9. Cambiador de tomas bajo carga
10. Accionamiento motorizado
11. Tanque
12. Depósito de expansión
13. Radiadores

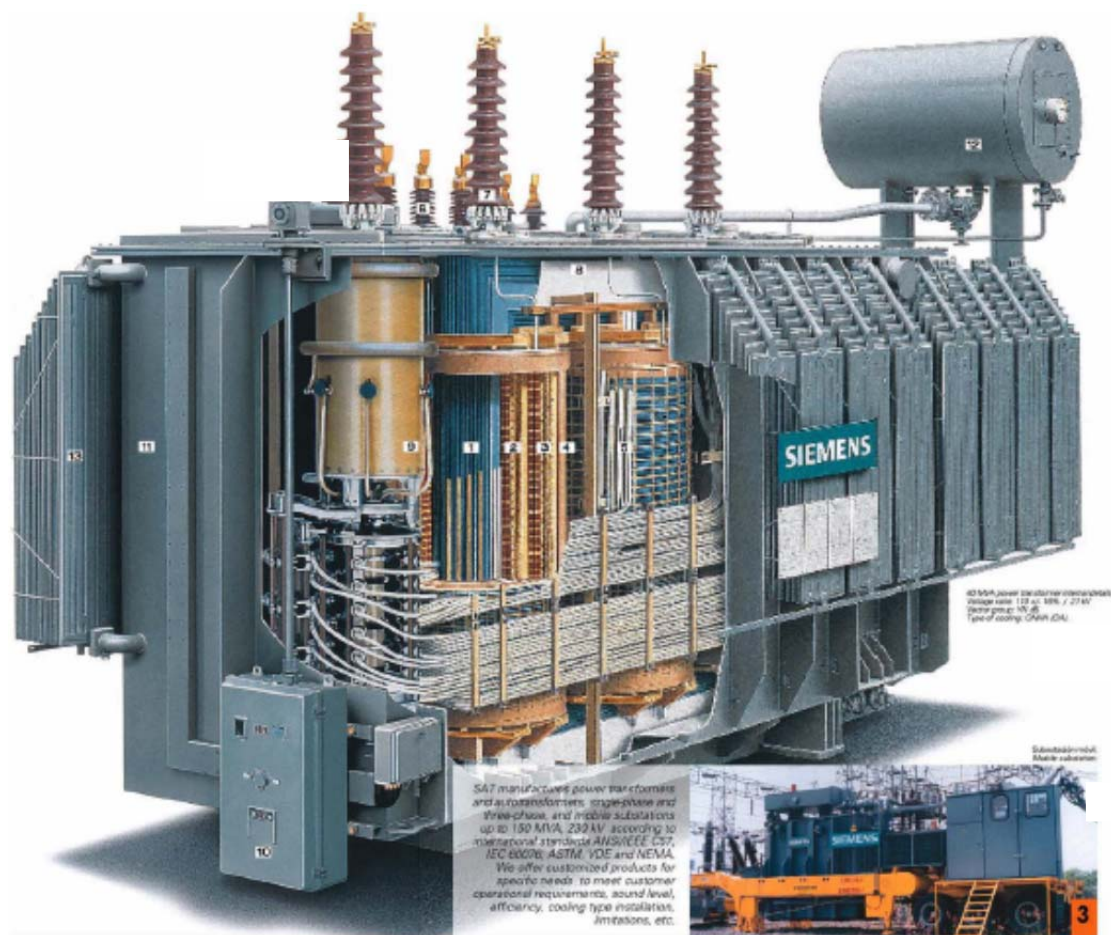


Figura 3-1. Componentes del transformador de potencia.

3.1.1 Componentes de un transformador

En la figura 3-1 se enumeran y posicionan las principales partes de las que consta un transformador de potencia. A continuación se hace una breve descripción de estas partes, con especial hincapié en su fabricación y misión en el funcionamiento del transformador.

➤ Núcleo

El núcleo constituye el circuito magnético del transformador, que forma un circuito cerrado, y sobre sus columnas se localizan los devanados.

Para la fabricación del núcleo (figura 3-2) se utilizan láminas de hierro magnético con espesores entre 0.23 y 0.30 mm de grano orientado y laminado en frío, las cuales son apiladas en ejecución “step-lap” (figura 3-3) para obtener núcleos más compactos con mejor distribución de flujo magnético y menores valores de pérdidas y niveles de ruido.



Figura 3-2. Núcleo del transformador.



Figura 3-3. Láminas de hierro apiladas.

➤ *Devanados*

Son arrollamientos concéntricos, generalmente la baja tensión es el bobinado interior y la alta tensión es el bobinado exterior.

El material empleado es pletina de cobre electrolítico de alta pureza de sección rectangular con conductores transpuestos aislados con papel Kraft, resistente a altas temperaturas y al aceite dieléctrico (figura 3-4). Los aislamientos internos son de papel o cartón Prespan. El diseño asegura un adecuado enfriamiento de las bobinas para que pueda entregar su plena potencia y soportar eventuales sobrecargas, también tienen una gran resistencia a sobretensiones y cortocircuitos.

Se utilizan máquinas bobinadoras verticales y horizontales (figura 3-5) para obtener una tensión constante en el material y así asegurar que las bobinas sean más compactas y cumplan las dimensiones del proyecto.



Figura 3-4. Bobinados del transformador.



Figura 3-5. Máquina de bobinado horizontal.

El diseño y construcción de los devanados se define según las exigencias de tensión, corriente, pérdidas, comportamiento térmico y resistencia mecánica. Cada bobina es secada mediante horneado en vacío mediante un horno tipo “vapour phase” de inyección de keroseno en vacío mediante varias etapas de calentamiento. Al no existir presencia de oxígeno durante el proceso se evita el envejecimiento del material aislante en un porcentaje alto, garantizando mayor vida útil del aislamiento.

Luego se pasa por un proceso de prensado para lograr dimensiones finales y estabilización de los materiales aislantes. El ensamble de bobinas se realiza formando un sistema compacto resistente a las fuerzas de cortocircuito.

➤ *Aisladores*

Los aisladores permiten tener acceso exterior a las salidas de los bobinados. Se llaman también pasatapas. Están montados sobre la tapa, aseguran el paso a través de la tapa con excelente aislamiento y hermeticidad. En los diseños de los transformadores, cada aislador cubre con exceso las exigencias de capacidad de corriente y aislamiento que es requerida.

➤ *Cambiador de tomas*

Para garantizar un voltaje constante en la salida del transformador se instalan cambiadores de tomas manuales (figura 3-6), para operación sin carga y automáticos para la operación bajo carga, de acuerdo a las necesidades de la instalación.



Figura 3.6. Cambiador de tomas.

Los conmutadores bajo carga se operan por medio de un accionamiento motorizado (comando local o remoto) o automáticamente con el regulador de tensión. Esta operación puede realizarse de forma remota o local.



➤ *Tanque*

Además del núcleo y devanado, el tanque es la tercera componente principal de un transformador. Se adapta al núcleo y a las bobinas en el montaje. El tanque se llena con el aceite que sirve para refrigerar al transformador.

Se fabrica con planchas de hierro de hasta 30 mm de espesor con espesores y refuerzos adecuados para las exigencias de servicio, manipuleo y transporte. Estas placas además están diseñadas para evitar fugas de aceite. Primero se unen para formar segmentos y luego soldadas estanco al aceite para formar el tanque.

La tapa se fija al tanque mediante pernos. La parte activa se suspende de la tapa y mediante orejas de izamiento. El diseño del tanque es de ejecución robusta, con hermeticidad comprobada, sometida a proceso de arenado y aplicación de 2 capas de pintura anticorrosiva y 2 capas de pintura acabado tipo epóxica.

➤ *Depósito de expansión*

El aceite empleado en transformadores, al impregnarse en el Presspan, proporciona un excelente aislamiento a los bobinados, así mismo, aísla a estos con respecto a las partes metálicas. La rigidez dieléctrica del aceite, en transformadores que salen de fábrica, está por encima de los 180 kV/cm. Además el aceite sirve como elemento refrigerante, transfiriendo el calor de los bobinados a los elementos de refrigeración.

La oxidación del aceite se da por el contacto de este con el aire, para minimizarlo, se emplea el tanque conservador, que reduce la superficie en contacto del aceite con el aire. Además, para bajar la humedad del aire que ingresa al conservador se utiliza un desecador de Silicagel.

En la fotografía de la figura 3-7 se observa un depósito de expansión de un transformador de potencia, como se puede observar, el tanque está situado en la parte superior de uno de los extremos del transformador. La colocación de este depósito puede variar, pudiéndose colocar fuera del transformador según las exigencias del proyecto.



Figura 3-7. Depósito de expansión.

Cuando el transformador entra en funcionamiento, el aceite se calienta y necesita expandirse hacia el tanque, esto lo hace a través de un conducto que une la cuba del transformador con el tanque de expansión. Como se explica en el apartado “5.3 Operación de los Sistemas de Protección” del capítulo 5, “El sistema de protección”, en este conducto se coloca el relé de Buchholz, para la detección de gases que producen las posibles averías en el transformador, haciendo saltar la función de alarma o disparo.

➤ *Radiadores*

La eficiencia de la refrigeración es un factor crucial que determina la seguridad de funcionamiento y la duración de la vida de un transformador. Existen diferentes sistemas de refrigeración para garantizar las condiciones térmicas del transformador como se puede apreciar en la figura 3-8.

- A. ONAN, refrigeración por aceite y aire natural (Oil Natural, Air Natural)
- B. OFAF, refrigeración por aceite y aire forzado.
- C. ONAF, refrigeración por medio de ventiladores colocados fuera del transformador.
- D. OFWF, sistema que usa agua en lugar de aire como elemento de refrigeración.

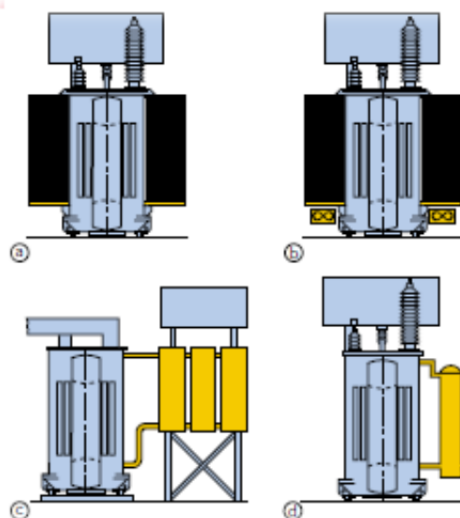


Figura 3-8. Tipos de sistemas de refrigeración.

El tipo de refrigeración más frecuente es ONAN. La pérdida de calor es absorbido el aceite del transformador.

En la refrigeración ONAF los radiadores son enfriados por los ventiladores. El enfriamiento sistema también puede consistir en bancos de radiadores independientes, o enfriadores de agua.

3.1.2 Pruebas y ensayos de fábrica

Las pruebas que debe pasar un transformador antes de salir de fábrica las recoge la norma IEC 60076 – 3. Estas pruebas nos permiten saber los parámetros de funcionamiento del transformador en diversos casos de operación. Estas pruebas pueden ser de rutina en fábrica, pruebas adicionales en fábrica, que se realizan en función de los requisitos del proyecto o exigencias de la compañía usuaria del transformador y pruebas *in situ* una vez se ha instalado el transformador en la subestación donde va a realizar su servicio. Los principales ensayos que se realizan son:

- *Ensayos dieléctricos de rutina:* Conforme a IEC 60076-3; consiste en la medición de las descargas parciales en los bobinados.
- *Medida de resistencia de aislamiento* (10.2 IEC 60076-3): Se realiza la medida de aislamiento a todos los bobinados contra tierra y entre bobinados..
- *Medición del factor de potencia del aislamiento* ($\tan \delta$).

- *Ensayo de hermeticidad y prueba de presión.*
 - Hermeticidad: Se dispone el transformador completo incluyendo todos los radiadores. Para el ensayo se deberá cerrar la válvula entre el tanque conservador y la cuba. La hermeticidad se comprobará por medio de la aspersión de talco, verificándose las eventuales pérdidas de aceite en juntas y soldaduras.
 - Presión: Prueba de presión de al menos 12 horas de duración para demostrar la integridad del tanque de los transformadores y radiadores.
- *Medición de la resistencia eléctrica de los bobinados:* Se efectúa la medición de la resistencia en frío de los bobinados.
- *Nivel de Ruido:* Se mide la emisión de ruido en fábrica (sound pressure level) de conformidad con IEC 60076-10, se efectúa con los equipos de refrigeración funcionando.
- *Relación de transformación y de fase:* Se efectuará conforme a IEC 60076-1. Se determina la relación para cada posición del conmutador, se comprueba el grupo de conexiones y bornes.
- *Grupo de conexiones:* Se realiza de acuerdo con IEC 60076-1.
- *Pérdidas, corriente de vacío y tensión de cortocircuito:* Se hacen conforme a IEC 60076-1, se miden las pérdidas en vacío y en cortocircuito y la corriente de vacío, consecuentemente se calcula la impedancia de cortocircuito. La medición de la corriente de vacío y de las pérdidas en vacío, debe ser incluyendo medición de armónicos.
- *Polaridad, desplazamiento angular y secuencia de fases.*
- *Medición del aislamiento del circuito magnético.*
- *Prueba de SFRA (Respuesta en frecuencia)*
- *Prueba de medición de punto de rocío.*
- *Prueba de impulso al tipo rayo con onda completa y recortada.*

3.2 Transformadores de medida

En general [9,10], las magnitudes que se deben controlar o medir son tensiones y corrientes elevadas, por ello, cuando se inició el uso de la corriente alterna se utilizaron transformadores de medida y de protección para separar galvánicamente los circuitos, los aparatos de medida y las protecciones respecto a la alta tensión, y reducir los valores de la intensidad y la tensión a valores más manejables. En función de su utilización, se clasifican en:

- Transformadores de intensidad (T/I)
- Transformadores de tensión (T/T)

A continuación en la figura 3-9 se muestra una fotografía de los dos tipos de transformadores de medida mencionados.



Figura 3-9. Transformadores de tensión y de medida.

Los transformadores de tensión, reducen la tensión a valores normalizados y se conectan en paralelo con la instalación cuya tensión se desea medir. Los transformadores de intensidad reducen la intensidad y se conectan en serie.

3.2.1 Transformadores de intensidad

Son transformadores de medida en los cuales la intensidad secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Habitualmente la corriente nominal del 5 A, aunque en ocasiones se utilizan secundarios de 1 A. Los T/I se deben clasificar según se utilicen para protección o medida:

Si va a ser usados para medida, deben mantener su precisión hasta un nivel de corriente próximo a la nominal, y es conveniente que se saturen rápidamente cuando ésta se sobrepase, con objeto de proteger los elementos de medida.

Cuando se trate de protección, deben proporcionar precisión tanto para intensidades bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de falta en la red.

No es conveniente usar TI de medida para protección ya que, en caso de una falta, la información que suministrarían no sería correcta.

3.2.2 Transformadores de tensión

Son transformadores de medida o protección en los cuales la tensión secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas. Pueden de ser de dos tipos:

- Transformadores capacitivos
- Transformadores electromagnéticos

La ventaja principal de los segundos respecto a los primeros es puramente económica, pues el precio de los transformadores electromagnéticos para tensiones superiores a los 110 kV se incrementa de forma importante respecto a los capacitivos; éstos, por el contrario, presentan ciertas limitaciones de respuesta ante fenómenos transitorios.

Por razones económicas, en las instalaciones de altas y muy altas tensiones con neutro puesto a tierra los transformadores de tensión se conectan siempre entre fase y tierra.

3.3 Interruptor automático o disyuntor

Las funciones del interruptor son las de energizar o desenergizar una parte de un sistema de potencia eléctrico bajo condiciones normales de trabajo sin una excesiva elevación de la temperatura [11]. Un interruptor automático tiene, además, la capacidad de interrumpir las corrientes de falta de una forma segura resistiendo la fuerza magnética que éstas producen.

El interruptor es uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de fiabilidad que puede tener el sistema eléctrico de potencia.

Los interruptores están formados principalmente por dos contactos que se separan para interrumpir la circulación de intensidad, como se muestra en la secuencia de las figuras 3-10.

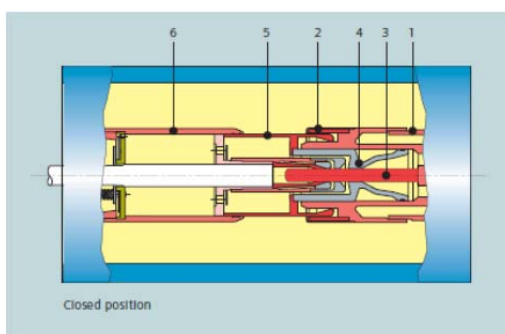


Figura 3-10. Interruptor. Posición cerrada.

En los primeros momentos de la separación, la intensidad continúa fluyendo entre los dos contactos, formándose un arco entre ellos que se extingue en el momento en que la intensidad alterna pasa por cero.

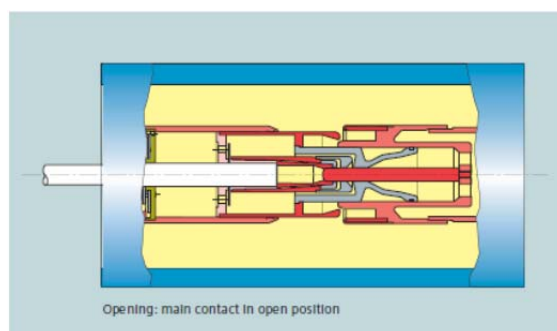


Figura 3-10. Interruptor. Contacto principal es posición abierta.

A partir del momento en el que se extingue el arco la tensión de cada uno de los contactos evoluciona de forma independiente, determinada por el circuito al cual está conectado cada uno de los contactos. En estos circuitos existen capacidades parásitas que se deben cargar al valor correspondiente al estado de interruptor abierto, y esta carga se realiza frecuentemente a través de oscilaciones LC de muy alta frecuencia. Por esa razón la tensión entre los contactos que crece rápidamente. Esta tensión recibe el nombre de tensión transitoria de restablecimiento y es la diferencia que existe entre los dos circuitos que acaban de separarse.

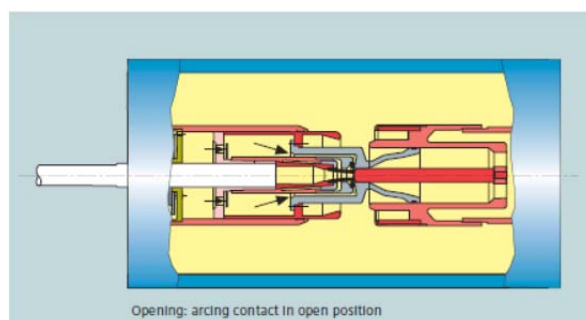


Figura 3-10. Interruptor. Contacto del arco. Posición abierta.

Si la tensión transitoria de restablecimiento crece lo suficientemente rápido como para vencer la resistencia del medio existente entre los contactos del interruptor, el arco



Capítulo III. Componentes de una subestación eléctrica

vuelve a formarse fluyendo de nuevo una intensidad, mientras que la tensión de restablecimiento decrece hasta anularse.

Cuando se produce esta reaparición del arco se denomina recebado y significa que la apertura no ha sido satisfactoria.

Los interruptores se pueden clasificar según el medio entre contactos que utiliza para la extinción del arco y de acuerdo a la cámara extintora:

- Interruptores de intemperie (aire).
- Interruptores de aceite.
- Interruptores de gas SF₆ (hexafluoruro de azufre).
- Interruptores de vacío.

En la actualidad los interruptores de pequeño volumen de aceite están prácticamente descatalogados. Por lo que se refiere a los interruptores de aire, su capacidad de corte de la corriente sin que se produzca reencendido del arco es muy limitada. Por todo lo anterior, en la actualidad los interruptores automáticos más ampliamente utilizados son los interruptores de vacío (para media tensión) y los de SF₆ (para MT, AT y MAT).

Por su influencia en el volumen de entradas / salidas del sistema de protección control, se distingue entre interruptores tripolares y monopolares. En la figura 3-11 se muestra un interruptor tripolar de 145 kV como el que se usará en la conexión de nuestro transformador.



Figura 3-11. Interruptor tripolar de 145 kV.

A continuación se comentan brevemente los circuitos de los interruptores relacionados con el sistema de protección y control:

- *Calefacción, iluminación y toma:* Los interruptores de intemperie cuentan con una caja de mando local donde van cableados los distintos circuitos de protección y control. Para evitar la condensación del agua, se instala en estas cajas una resistencia de calefacción controlada por un termostato.
- *Alimentación de Motor y Muelle Tensado:* La energía necesaria para la apertura o el disparo del interruptor se acumula en un muelle que es tensado por el motor, figura 3-12.

Inmediatamente después de abrir el interruptor, el motor procede a tensar el muelle de forma que esté preparado para la próxima actuación. El cierre del interruptor se condiciona a que el muelle este tensado ya que de lo contrario no podrá abrir.

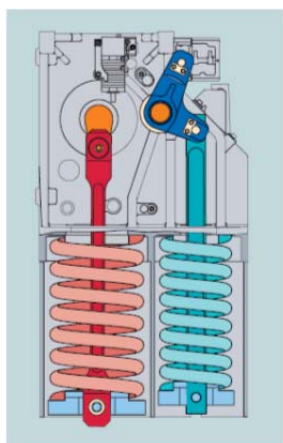


Figura 3-12. Muelle de tensado del interruptor.

- *Alarma y Bloqueo Por Baja Densidad de SF6:* Actualmente se ha generalizado el uso del gas SF6 (Hexafluoruro de Azufre) en la cámara de los interruptores como medio más adecuado para extinguir el arco que se produce en su apertura.

La densidad del SF6 es controlada por un medidor de presión cuyos contactos actúan normalmente en función de dos niveles; un primer nivel alarma (este nivel no restringe la maniobrabilidad del interruptor) y un segundo nivel de bloqueo por niveles muy bajos de densidad el SF6, (en este nivel los contactos, normalmente cerrados, de un relé dependiente del medidor de presión, se abren interrumpiendo los circuitos de cierre y apertura o disparo. Alcanzada está situación, no es posible maniobrar el interruptor ni en modo local ni en modo remoto).

- *Selector Desconectado/ Local / Remoto:* Los interruptores de las subestaciones de intemperie tienen, en su caja de mando local un selector de modo de operación con tres posiciones: desconectado, local y remoto.

Con el selector en desconectado, se podrán realizar con seguridad trabajos de mantenimiento o reparación en el interruptor.

La posición local permite el mando manual de interruptor. La posición remoto otorga el mando a la sala de control o al sistema de Protección y control.

- *Circuito de cierre:* El objetivo del circuito de cierre del interruptor es la energización de su bobina de cierre para que cambie de estado, pasando de abierto a cerrado. Dependiendo de su origen el comando de cierre puede ser un cierre manual originado por el operador desde el mismo equipo, remoto desde la sala de operación y control o reenganche automático del propio equipo.
- *Circuito de apertura y disparo:* Los interruptores de AT y MAT disponen de dos bobinas de apertura que permiten cambiar su estado de cerrado a abierto.

La primera bobina por lo general se utiliza para apertura y disparo, mientras que la segunda bobina solo para disparo.

Al igual que para el circuito de cierre, el circuito de apertura el origen del comando puede ser manual, remoto o reenganche.

3.4 Seccionador

Este equipo es utilizado dentro de la subestación para aislar los diferentes elementos que componen la instalación. Los seccionadores, permiten efectuar formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, dando al esquema de la subestación una característica muy importante, la flexibilidad.

La característica más importante que distingue los seccionadores de los interruptores es que los seccionadores deben maniobrase sin carga. Además no se requiere que su velocidad de operación sea muy alta.

Los seccionadores deben estar aislados para el nivel de tensión de trabajo y, generalmente se montan sobre aisladores de porcelana. Sus contactos se revisten con aleaciones especiales que los hacen resistentes a la corrosión ambiental y al desgaste producido por los pequeños arcos eléctricos que aparecen en el momento de la operación.



Existen tres tipos de seccionadores según la necesidad del proyecto, pueden ser:

- Seccionadores de apertura central
- Seccionadores pantógrafos
- Seccionadores articulados
- Seccionadores de apertura vertical

Los criterios para la elección del tipo de seccionador dependen principalmente de la tensión nominal requerida, aspectos constructivos de la subestación y criterios económicos. En la figura 3-13 se muestran unas fotografías de un seccionador tipo pantógrafo de 145 kV y otro ejemplo de un seccionador de apertura vertical de 145 kV.

Desde el punto de vista del sistema de protección y control se distingue entre seccionadores de accionamiento motorizado y manual. Con seccionadores manuales, las maniobras se hacen mediante manivelas o palancas a pie de equipo en las subestaciones de intemperie o delante de la celda en celdas de Media Tensión.



Figura 3-13. Seccionador tipo pantógrafo de 145 kV (derecha) y seccionador de apertura vertical de 145 kV (izq).

Los seccionadores con accionamiento motorizado pueden maniobrarse mediante circuitos eléctricos de control.

Al igual que para los interruptores, los seccionadores tienen los siguientes circuitos relacionados con el sistema de protección y control:

- Calefacción, iluminación y toma
- Selector desconectado/ local/remoto

Su composición y funcionamiento es semejante al de los interruptores, que ya ha sido detallado en este mismo capítulo en el apartado destinado a Interruptores.

Además se compone de los siguientes circuitos de los que se hará una pequeña descripción:



- *Alimentación del motor:* El accionamiento motorizado de los seccionadores se compone de un motor con doble sentido de giro y de un circuito de control. Los motores de los seccionadores se alimentan de corriente continua como los de los interruptores. El sistema de protección y control debe captar mediante un contacto auxiliar normalmente abierto que el interruptor magnetotérmico está cerrado alimentando el motor. Si el armario de control local cuenta con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente abierto se conectará en serie con el anterior. Se obtiene así en el sistema de protección y control la señal “alimentación motor seccionador”.
- *Bobina de permiso:* La bobina de permiso bloquea el accionamiento del seccionador mientras está des-excitada. Sirve para organizar enclavamientos eléctricos entre seccionadores de posiciones diferentes.
- *Circuito de mando:* El circuito de accionamiento del seccionador se compone esencialmente de dos contactos:

El contacto de cierre: Hace girar el motor del seccionador hasta que este alcance la posición de cerrado.

El contacto de apertura: Hace girar el motor del seccionador en sentido contrario hasta que este vuelva a la posición de abierto.

Recibido el comando abrir o cerrar, en forma de pulso, el accionamiento del seccionador trabaja hasta completar la maniobra de cierre o apertura solicitada.

3.5 Pararrayos

Los pararrayos [5] son un dispositivo eléctrico formado por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores. Las funciones específicas de los pararrayos son:

- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.
- Operar sin sufrir daño por las tensiones del sistema y por las corrientes que circulen por este.

Como se puede observar en la figura 3-14 el pararrayos está formado por varias piezas no lineales apiladas en una columna hueca de porcelana o material polimérico. Poseen una jaula de barras de plástico reforzado con fibra de vidrio pretensada para conseguir una alta resistencia mecánica que reduce el riesgo de proyección de componentes internos.

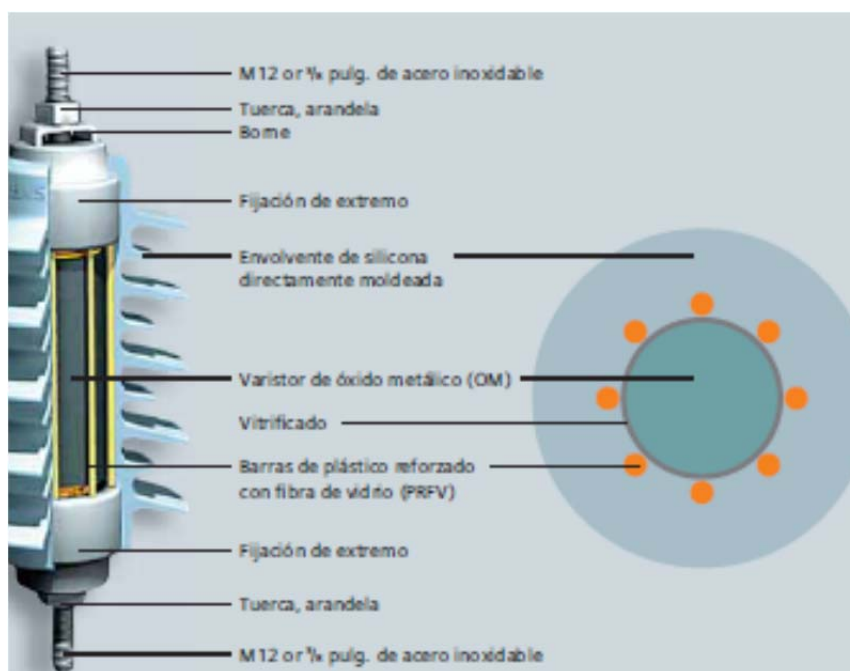


Figura 3-14. Composición de los pararrayos.



Capítulo III. Componentes de una subestación eléctrica

En el caso sumamente raro de que las resistencias se sobrecarguen, la formación de arco no puede provocar un aumento de la presión interna hasta niveles críticos, puesto que las resistencias no están alojadas en una envolvente mecánica sellada. De esta forma el arco puede escapar a través de la cubierta de silicona, sin dañar la estructura de apoyo mecánico de la envolvente.



IV. TIPOS DE FALTA EN UNA POSICIÓN DE RED



CAPITULO IV

TIPOS DE FALTA EN UNA POSICIÓN DE RED

Las consideraciones para la protección de una posición de red que incluye un transformador de potencia variarán con la aplicación y la importancia del mismo [3]. Además hay que tener en cuenta el tipo y naturaleza de la falta que se produce para elegir la protección adecuada.

Por razones técnicas y consideraciones económicas los transformadores de distribución ($>5\text{MVA}$) pueden ser protegidos satisfactoriamente con la utilización de fusibles o relés de sobrecorriente. El inconveniente de este sistema de protección es el elevado tiempo en el despeje de la falta, situación que inaceptable en los transformadores de potencia más grandes, debido al funcionamiento del sistema, estabilidad y coste. Para transformadores de elevada potencia se utilizará sistema de protección que se detallarán en los siguientes capítulos dependiendo del tipo de falta que se produzcan. Estos sistemas de protección controlan permanentemente el estado de los elementos que compone el transformador y provocan la excitación y/o alarma del dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación.

4.1 Naturaleza de las perturbaciones

Dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de fallos, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la explotación de la instalación.

Las perturbaciones se definen como todo cambio no deseado de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico y pueden ser originadas tanto por faltas que se pueden originar en la red (como un cortocircuito) como por algún parámetro que la define (como un cambio de tensión).

Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

Las perturbaciones se pueden producir por las siguientes causas:

- Factores atmosféricos y climáticos. Descargas atmosféricas, Viento, etc.
- Influencia de animales y vegetación. Presencia de aves, contactos con árboles, etc.
- Envejecimiento de elementos. Deterioro de aislamientos, Corrosión, etc.
- Fallos electromecánicos. Anomalías en equipos, defectos en materiales, etc.
- Factores humanos. Errores de operación, falta de mantenimiento, etc.

Las perturbaciones que se pueden presentar en una instalación eléctrica son de diversos tipos y se explicarán brevemente a continuación:

- Cortocircuitos
- Sobrecargas
- Sobre tensiones
- Sub tensiones
- Desequilibrios
- Retornos de energía

A continuación se realizará una breve descripción de cada una de estas perturbaciones.

4.1.1 Cortocircuitos

La conexión accidental entre conductores de distinta fase o entre estos y tierra, se denomina cortocircuito. Los cortocircuitos se caracterizan por un aumento extraordinariamente rápido y elevado de la corriente eléctrica. Esto puede ocasionar graves problemas como son:

- Dificultad de corte por parte de los interruptores con riesgo de graves averías.
- Elevados esfuerzos electrodinámicos que pueden motivar deformaciones por tensiones mecánicas.
- Calentamiento excesivo con peligro de destrucción del material.



4.1.2 Sobrecargas

Los sistemas eléctricos se proyectan para trabajar con un valor máximo de carga o intensidad, que no comprometa su correcto funcionamiento. Es lo que se llama intensidad nominal. Una sobrecarga es una intensidad de valor superior a la intensidad nominal (o asignada) de la instalación.

Los transformadores deben poder soportar durante determinados períodos de tiempo sobrecargas con objeto de garantizar al máximo la continuidad del servicio y obtener el máximo aprovechamiento de la máquina. Estas sobrecargas deben tener un valor limitado con objeto de no provocar calentamientos que puedan acortar la vida de los aislamientos.

Conviene recordar que en los transformadores, a pesar de ser máquinas de un elevado rendimiento, van a existir siempre una serie de pérdidas. Dichas pérdidas tradicionalmente se dividen en:

- Pérdidas en el hierro.
- Pérdidas en el cobre.

Dichas pérdidas van a producir calentamientos tanto del núcleo, como de los devanados del transformador. Especial importancia revisten las pérdidas en los devanados (pérdidas en el cobre) debidas al efecto Joule. Dichas pérdidas dependen de la resistencia del devanado y del cuadrado de la intensidad de paso. Se pueden expresar como:

$$Pérdidas = R * I^2$$

El calentamiento de los aislamientos los deteriora rápidamente a partir de valores del orden de los 80°C, no debiendo en ningún caso superar los 140°C.

Si la sobrecarga es prolongada puede dar lugar a la destrucción de las instalaciones involucradas y si se producen sobrecargas sucesivas causarán un envejecimiento prematuro de la instalación.

4.1.3 Sobretensiones

Todo aumento accidental de la tensión sobre la que se considera como normal, recibe el nombre de sobretensión.

Las tensiones a las que están sometidas los diferentes equipos de una subestación eléctrica, se pueden clasificar según su duración, naturaleza o intensidad [2].

- **Tensión de servicio:** la tensión de servicio eléctrico sufre variaciones frecuentes alrededor de ciertos valores, sin embargo en lo que se refiere al cálculo de los aislamientos se consideran constantes e iguales a la máxima tensión de servicio.
- **Sobretensiones internas temporales:** Las sobretensiones temporales son a frecuencia industrial o muy cercana a la frecuencia industrial, son sobretensiones no amortiguadas o suavemente amortiguadas. Estas sobretensiones están asociadas principalmente a la pérdida de carga, faltas a tierra y resonancias de diferentes tipos. Las amplitudes de las sobretensiones temporales no suelen superar 1,5 veces la tensión de servicio y su duración debe ser inferior a un segundo. Su importancia radica en que en función de ellas se definen las características de los pararrayos.
- **Sobretensiones internas de maniobra:** son de breve duración y fuertemente amortiguadas. Son debidas fundamentalmente a la maniobra de interruptores. Casos típicos de donde se pueden producir sobretensiones de maniobra son maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores y corte de corrientes capacitivas de baterías de condensadores. La IEC recomienda un

Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

impulso de maniobra normalizado de 250 microsegundos de frente por 2500 microsegundos de bajada hasta el 50% del pico máximo

- **Sobretensiones externas o atmosféricas:** son de duración aún más corta que las de maniobra, en torno a 0.5 ms, con una amplitud que puede ser varias veces la tensión pico nominal. Están debidas a la caída de un rayo sobre las líneas o en sus proximidades.

En la siguiente figura 4-1 se muestra las formas típicas de las sobretensiones según lo descrito anteriormente:

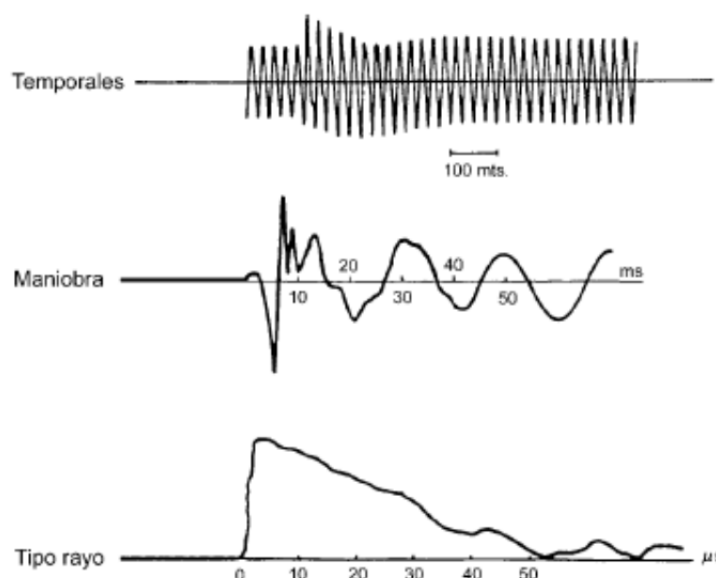


Figura 4-1. Formas de sobretensiones.

Las sobretensiones tienen efectos en los equipos a los que afecta, entre ellos está el deterioro del aislamiento si se sobrepasa su rigidez dieléctrica, y si la sobretensión producida es muy elevada pueden aparecer averías más graves por posibles arcos eléctricos.

4.1.4 Subtensiones

Consideramos subtensión todo descenso de la tensión por debajo de su valor nominal.

Las subtensiones son perjudiciales por que al no variar la carga conectada a la red, el efecto se compensa con una mayor corriente pudiendo llegar a provocar una sobreintensidad.

Las protecciones de sobreintensidad proporcionan protección contra faltas externas más que contra faltas internas. Las protecciones contra sobrecarga pueden resultar muy lentas en determinadas circunstancias, siendo pues necesario incorporar protecciones de reserva para posibles faltas exteriores al trafo.

4.1.5 Desequilibrios

Un sistema se considera equilibrado cuando las corrientes de cada fase tienen igual magnitud y ángulo de fase. Cuando está condición no se cumple aparecen los desequilibrios.

Estas asimetrías se pueden producir de dos formas:

- Debido a un reparto desigual de las cargas, que se compensa con conexiones adecuadas de los devanados de los transformadores de distribución.
- Por averías o incidencias en la propia red de AT que pueden afectar a las centrales generadoras.

4.1.6 Retornos de Energía

Para establecer el sentido de la energía en los sistemas eléctricos se mantienen unos criterios generales como puede ser:



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

- Los generadores deben aportar energía a las barras.
- Las líneas de AT la deben transportar hacia las distintas subestaciones.
- Las subestaciones deben alimentar la red de distribución.

Los retornos de energía pueden provocar un cortocircuito en la instalación pudiendo provocar daños en los equipos si no actúan correctamente las protecciones, por este motivo las zonas de protección deberán estar dispuestas de forma que no existan ningún solape entre ellas, para evitar la posibilidad de que haya áreas no protegidas. Los transformadores de intensidad son los que marcan el límite real de cada zona de protección.

Las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como, generadores, transformadores, barras, líneas, etc. Las zonas incluyen el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema eléctrico.

Cada una de las zonas de protección debe de estar cubierta como mínimo por un conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápidamente posible. Esta acción se conoce como *protección primaria*. Estas protecciones, como cualquier elemento de la red eléctrica, son susceptibles de fallos causados por diversos motivos:

- Defectos en los transformadores de intensidad o de tensión.
- Fallo en la alimentación auxiliar de cc de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en el propio relé.
- Fallo de apertura del interruptor

Debido a los graves efectos que todos estos fallos pueden generar, se debe proveer el sistema eléctrico con una segunda línea de protección, denominada *protección de reserva o de apoyo*. Esta protección de reserva debe ser independiente de la primaria, de forma que la causa de fallo de esta, no afecte a la operación de la protección de apoyo.

La protección de reserva ha de esperar a que actúe la protección primaria por lo que su actuación debe incluir un determinado retardo o temporización. Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la primera despeja la falta, la de apoyo se repondrá sin que haya completado su función de disparo. Si la falta no es despejada por la protección, cuando transcurra el tiempo programado de retardo, actuará la protección de apoyo disparando los interruptores necesarios para despejar la falta y aislar el elemento del sistema.

4.3. Faltas en los transformadores de potencia

Las perturbaciones anteriormente descritas provocan faltas en los transformadores que se pueden clasificar en cinco categorías:

- Faltas en el bobinado y en los terminales
- Faltas en el núcleo
- Faltas tanque del transformador y en los accesorios
- Faltas en el cambiador de tomas en carga
- Condiciones anormales de operación
- Faltas debidas a condiciones externas

En la guía de ALSTOM sobre “Network Protection & Automation Guide” [4] aparece un estudio, cuyos resultados se muestran en la tabla (4-1), con los porcentajes de falta en las diferentes partes del transformador.

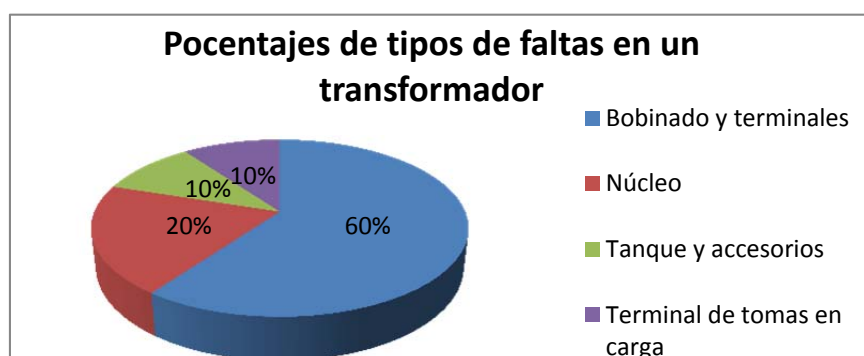


Tabla 4-1. Porcentajes de tipos de falta en transformadores.

4.3.1 Falta en el bobinado

Un fallo en el bobinado del transformador se controla por las magnitudes de los siguientes factores:

- Fuente impedancia
- Impedancia de puesta a tierra
- Fallo de tensión

La corriente de falta también depende del tipo de conexión (estrella/triángulo) que presente el bobinado del transformador y si los devanados del transformador están conectados a tierra o no.

Si el transformador presenta una conexión del bobinado en estrella con neutro puesto a tierra, la corriente de falta a tierra depende del valor de la impedancia de puesta a tierra y esta corriente será es también proporcional a la distancia de la falta desde punto neutro, ya que la tensión de defecto será directamente proporcional a esta distancia. La figura 4-2 muestra un esquema de la conexión del devanado y un ejemplo de falta. La gráfica 4-3 muestra la corriente de falta comparada con la corriente primaria.

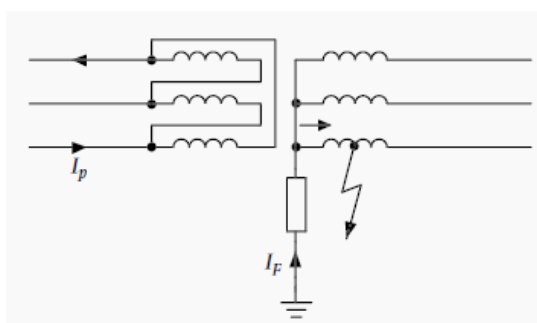


Figura 4-2. Esquema de falta en conexión del devanado.

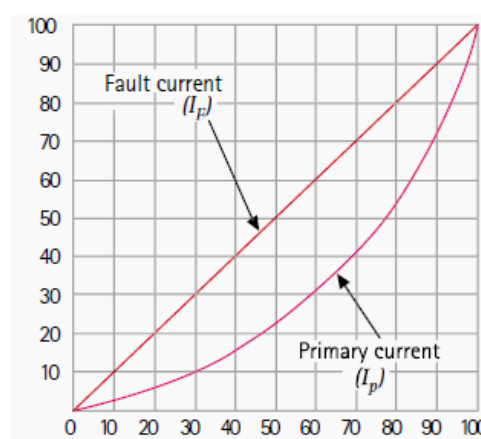


Figura 4-3. Porcentaje máximo de la corriente de falta respecto a la distancia de la falta al neutro (en porcentaje de los arrollamientos).

Si el neutro está conectado a tierra sin impedancia, la corriente de falta es controlada por la reactancia de dispersión, que varía de una manera compleja con la posición de la falta.

Para las faltas cercanas al neutro extremo del bobinado, la reactancia es muy baja, y los resultados en las corrientes más altas de falta. La variación de corriente de falta se muestra en la figura 4-4.

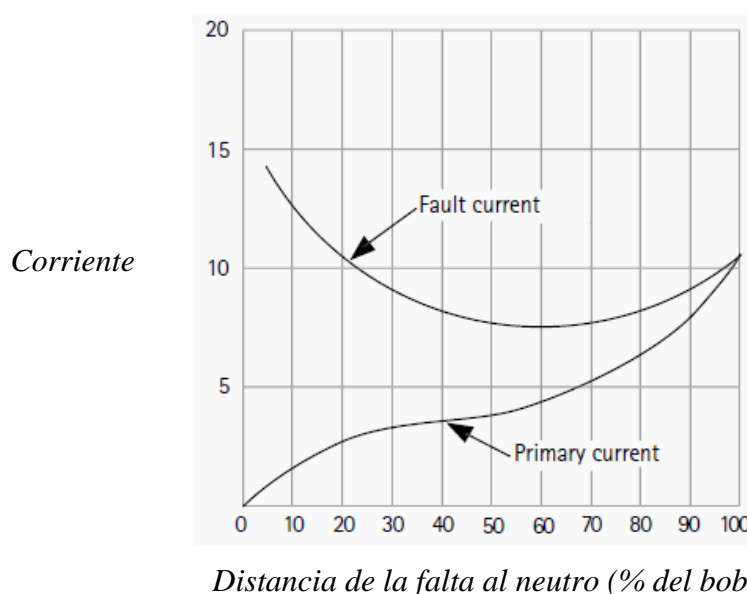


Figura 4-4. Valor de la corriente en función de la distancia de la falta expresada en porcentaje de los bobinados.

Si el devanado está conectado triángulo, ninguna parte del devanado opera con un voltaje a tierra de menos de un 50% de las tensiones de fase, y la impedancia de un devanado conectado en triángulo es particularmente alta para las corrientes de falta. Esta corriente fluirá desde cada extremo del devanado conectado a la fase correspondiente de red y se dividirá entre las dos fases del sistema. Las corrientes individuales pueden por lo tanto ser relativamente bajas, lo que complica ajustar un sistema de protección.



➤ *Falta de fase a fase*

Las faltas entre fases en un transformador son relativamente raras, si dicha falta se llegara a producir, se dará lugar a una falta importante comparable con la corriente de falta a tierra.

➤ *Falta entre espiras*

En los transformadores de baja tensión, la rotura del aislamiento entre espiras es poco probable a menos que la fuerza mecánica entre los arrollamientos debida a un cortocircuito hubiesen provocado la degradación del aislamiento o que el aceite aislante se degradase debido a la humedad.

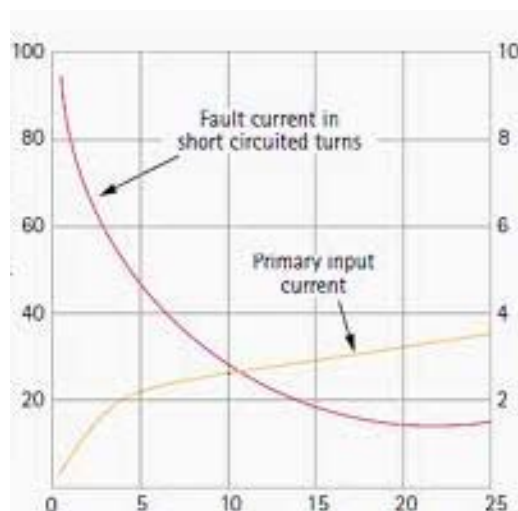
En los transformadores de alta tensión, conectados a un sistema de transmisión aérea, están sujetos a fuertes tensiones de impulso tipo rayo, derivadas de la caída de rayos, fallos en las operaciones de apertura y cierre de los interruptores, causando la rotura del aislamiento entre espiras.

Una sobreintensidad en el bobinado provoca una fuerte corriente de cortocircuito en el punto donde se produce, figura 4-5, pero su detección es muy complicada para los sistemas de protección debido a que en los terminales del transformador la falta se percibe muy pequeña y la protección, debido a ese bajo valor, la protección no actúa.

Esta falta produce gas en el aceite, dependiendo de la intensidad de la falta, se producirá una alarma o disparo en el relé de Buchholz.

Corriente de
falta

(N veces la
corriente
nominal)



Corriente
primaria

(N veces la
corriente
nominal)

Número de vueltas del cortocircuito. (En porcentaje del devanado).

Figura 4-5. Cortocircuito en función de número de vueltas del bobinado.

4.3.2 Faltas en el núcleo

Un elemento conductor através de la estructura laminada del núcleo pueden causar la aparición de corrientes de Foucault que causen un sobrecalentamiento grave. Los pernos que sujetan al núcleo juntos están siempre aislados para evitar este problema. Si cualquiera porción del aislamiento de núcleo es defectuoso, el calentamiento resultante puede alcanzar una magnitud suficiente para dañar el bobinado.

La pérdidas en el núcleo, aunque pueden causar serios calentamientos locales, no producirán un cambio notable en la corriente de entrada y pueden no ser detectado por protección eléctrica. No obstante, es conveniente que este fallo se detecte antes de que se produzca una avería importante en el transformador.

El baño de aceite que tiene el transformador (usado para la refrigeración del mismo), ante un calentamiento del núcleo importante, se dregada causando la aparición de varios gases dependiendo de la naturaleza e importancia de la falta. Estos gases son detectados por el relé de Buchholz, como se detalla en el capítulo 5, “El sistema de



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

protección”, haciendo actuar al sistema de alarma o, en casos de falta graves, la desconexión del transformador.

4.3.3 Faltas en la cuba

La pérdida de aceite a través de fugas de la cuba a la larga producirán una situación peligrosa, ya sea debido a una reducción en aislamiento del devanado o debido a un sobrecalentamiento de la carga debido a la pérdida de refrigeración.

El sobrecalentamiento también puede ocurrir debido a la prolongada sobrecarga, conductos de refrigeración bloqueada por espesamiento del aceite o fallo del sistema de enfriamiento forzado, si las hay.

Para la protección ante esta falta, la cuba debe estar rígidamente conectada a tierra mediante un conductor, teniendo el resto del trafo debidamente aislado de tierra, además de incluir un transformador toroidal de intensidad, que es quien alimenta a un relé de detección de contacto a cuba, como se explicará con detalle el capítulo 5, *“El sistema de protección”*.

4.4 Faltas provocadas por condiciones externas

Las fuentes de estrés anormal a las que puede estar sometido un transformador son:

- Sobrecarga.
- Las faltas del sistema.
- Sobre tensiones.
- Reducción de corrientes armónicas.

4.4.1 Sobrecarga

La sobrecarga provoca mayores pérdidas en el cobre y como consecuencia un aumento de temperatura. Las sobrecargas pueden llevar a acortar la vida útil de transformador.

4.4.2 Faltas en el sistema

Cortocircuitos en el sistema producen intenso ritmo de calentamiento en la alimentación transformadores, las pérdidas en el cobre aumentan en proporción al cuadrado de la corriente de la falta en la unidad.

La duración típica [4] que un transformador puede soportar sin daños debido a cortocircuitos exteriores cuando la corriente es limitada sólo por la propia reactancia se refleja en la tabla 4-2:

Reactancia (%)	Corriente de falta (nº veces la nominal)	Duración permitida de la falta (seg)
4	25	2
5	20	2
6	16.6	2
7	14.2	2

Tabla. 4-2. Duración típica que un transformador puede soportar sin daño (en seg).

4.4.3 Sobretensiones

Las sobretensiones transitorias derivadas de una falta o las sobretensiones externas tipo rayo son sucesos susceptibles de causar faltas entre espiras. Estas sobretensiones se limitan derivando el alto voltaje entre terminales a tierra, generalmente con una oleada pararrayos, formados por una pila de huecos cortos en serie con una resistencia no lineal. Los pararrayos tiene la ventaja es que es visto por la red como una impedancia no nula, con lo que las protecciones no actúan y no desconectan el transformador de red.

Sin embargo una sobretensión en la tensión soportada, causa tanto un aumento de la tensión sobre el aislamiento como un aumento proporcional en el flujo de trabajo. Este último produce un aumento de pérdidas en el hierro y un aumento de la corriente de magnetización. Además, el flujo se desvía desde el núcleo laminado hacia las piezas estructurales de acero. Los pernos, que normalmente llevan poco flujo, pueden ser



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

sometidos a un gran flujo desviado de la región altamente saturada del núcleo, lo que provocará un aumento rápido de la temperatura en los tornillos, destruyendo su aislamiento si la condición continúa.

4.4.4 Reducción de corrientes armónicas

Los efectos de las corrientes armónicas en los transformadores son varios, causan un incremento de las pérdidas en el cobre y pérdidas en el flujo magnético. Los voltajes armónicos causan un incremento de las pérdidas en el hierro, además de incrementar el ruido audible.

La reducción de la frecuencia del sistema tiene un efecto con respecto a la densidad de flujo, similar a la de sobretensión. Es posible que un transformador pueda operar con algunos grados de sobretensión con un aumento correspondiente en la frecuencia, pero la operación no debe ser prolongada con una entrada de alta tensión y baja frecuencia. Esta operación no puede ser sostenida cuando la relación de voltaje y frecuencia de estas cantidades con respecto a su valor nominal por unidad, excede de la unidad, por ejemplo $V / f = 1,1$.

4.5 Corrientes de magnetización

La corriente de magnetización, *Inrush*, es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador, razón por la que aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falta y el relé debe permanecer estable durante este transitorio. El problema de esta corriente es que puede llegar a alcanzar corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal.

La corriente de magnetización puede aparecer en las tres fases y en el neutro del transformador, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Conexión de los arrollamientos.
- Punto de la onda de CA donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo
- Remanencia del núcleo.
- Uso de resistores de pre inserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje. (Después de haber aislado una falta).
- Energización en paralelo de transformadores.

Debido al valor no nulo de la resistencia del devanado primario, la corriente transitoria de conexión se amortigua rápidamente al cabo de unos pocos ciclos. Al tratarse de corrientes de corta duración se tienen que utilizar protecciones que no actúen rápidamente, evitando la desconexión del disyuntor o interruptor automático principal, al tomar esa corriente por un cortocircuito.

La impedancia de la fuente de alimentación y la reactancia del núcleo en el devanado energizado determinan la magnitud de la corriente Inrush cuando el núcleo se satura.

Las protecciones diferenciales en la actualidad utilizan varios métodos para discriminar faltas internas de transitorios como la corriente Inrush e inhibir su acción. Los más usados son:

- *Bloqueo en energización.*- Se bloquea la operación del relé en el momento de energizar al transformador de potencia, a través de una señal de posición del interruptor que alimenta al transformador y/o de la presencia de voltaje-corriente. El tiempo de bloqueo debe ser ligeramente mayor al que permanece la corriente Inrush. Sin embargo, debido a que es muy difícil predecir este tiempo y



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

considerando que es variable en cada energización, este método no es suficiente para evitar la operación en falso de la protección.

- *Bloqueo por 2a. armónico.-* Después de analizar detalladamente las características de la corriente Inrush que se presenta cuando energizamos un transformador, se ha encontrado que presentan un gran contenido de 2a armónicos con respecto a la fundamental. Este contenido de 2a armónicos con respecto a la fundamental es del 30% en el primer ciclo de la corriente Inrush, lo cual es usado para identificar la presencia del fenómeno Inrush y prevenir la operación del relé.

El contenido del 2a armónico de una corriente diferencial es comparado con la fundamental de esa misma corriente y si es mayor al límite ajustado, entonces se considera una condición de Inrush y se inhibe la operación del relé.

- *Bloqueo por distorsión en la forma de onda.-* Otro método para discriminar corrientes por fallas internas de corrientes Inrush, es identificar el tipo de distorsión que se presenta en la forma de onda de la corriente diferencial. Cuando se presenta una corriente diferencial debido al fenómeno Inrush, la corriente es totalmente asimétrica y el intervalo de tiempo en el cual se presentan los picos de la onda, es mucho mayor al intervalo de tiempo para una falla interna. En la figura 4-6 se muestra la forma de onda para una corriente diferencial debida al fenómeno Inrush mientras que en la figura 4-7 se muestra una corriente diferencial debida a un falta interna.

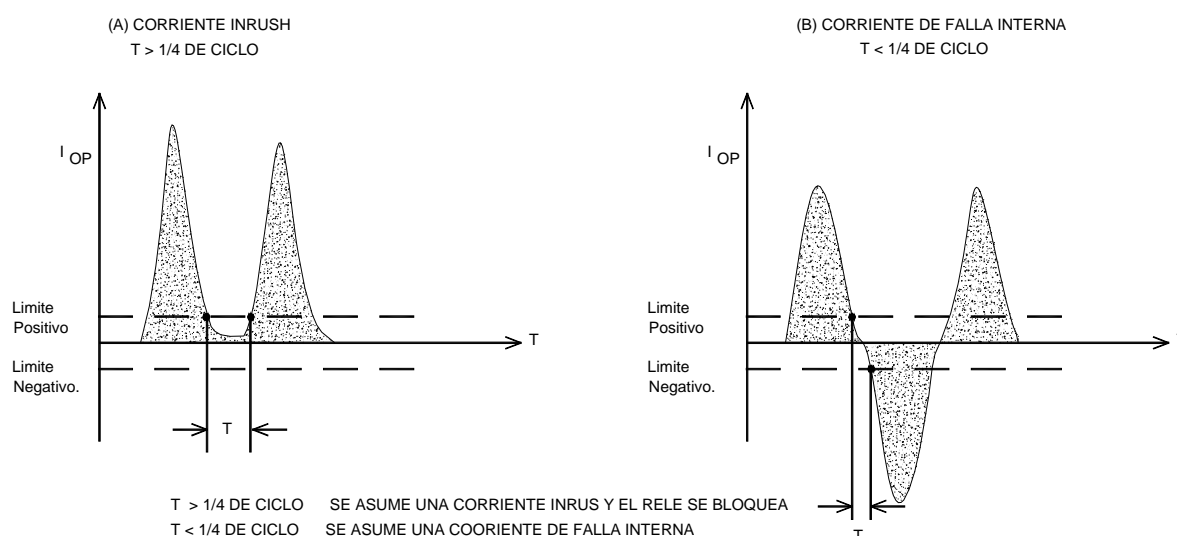


Figura 4-6. Forma de onda para una corriente diferencial debida al fenómeno Inrush (Derecha).

Figura 4-7. Forma de onda para una corriente diferencial debida a una falta interna. (Izquierda).

La corriente diferencial es comparada con un límite positivo y un negativo de igual magnitud, los cuales son definidos desde el diseño del relé, el intervalo de tiempo en el cual la onda pasa consecutivamente por los límites, es una indicación de la forma de onda. Este intervalo de tiempo en la onda es comparado con un cuarto de ciclo, de manera que si T es mayor a un cuarto de ciclo, se asume una corriente Inrush y el relé se bloquea, si T es menor a un cuarto de ciclo, el relé opera.

4.6 Calentamiento del transformador

La clasificación de un transformador se basa en la capacidad para operar a una temperatura por encima de una supuesta temperatura ambiente máxima, siempre que esta situación no se alargue en el tiempo, la sobrecarga suele ser permisible. Sin embargo a una temperatura ambiente más baja en algunos grados una sobrecarga sostenida si puede ser aplicada con seguridad.



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

La única certeza es que en el bobinado no debe existir un sobrecalentamiento, una temperatura de aproximadamente 95°C se considera el valor máximo normal de trabajo. Un aumento prolongado de esta temperatura entorno a los $8\text{-}10^{\circ}\text{C}$ reducirá a la mitad la vida aislamiento de la unidad.

Como se mencionó anteriormente, la principal causa de sobrecalentamiento en un transformador es el aumento de pérdidas en el cobre debido a las sobrecargas. Por este motivo la protección contra sobrecargas se basa en saber la temperatura del devanado, que se mide por la técnica de imagen térmica. La protección salta si el transformador alcanza una temperatura excesiva.

4.7 Protección de transformadores

Las faltas anteriormente descritas requieren medidas de protección y control de los transformadores para evitar daños importantes en el funcionamiento del mismo y, en los casos más graves, evitar una avería del transformador que lleve a la interrupción del servicio.

En la tabla 4-3 aparece un pequeño resumen con los problemas más habituales y la posible de protección que puede ser utilizada para cada caso.

Tipo de falta	Tipos de protección
Falta en devanado primario Fase-Fase	Diferencial, sobrecorriente
Falta en devanado primario Fase-Tierra	Diferencial, sobrecorriente
Falta devanado secundario Fase-Fase	Diferencial
Falta en devanado secundario Fase-Tierra	Diferencial, restringir la falta a tierra
Falta entre espiras	Diferencial, Buchholz
Falta en el núcleo	Diferencial, Buchholz
Falta en la cuba	Diferencial, Buchholz, protección de cuba
Sobremagnetización	Sobremagnetización
Sobrecalentamiento	Imagen térmica

Tabla 4-3. Tipos de protección según la naturaleza de la falta.



Capítulo IV. Tipos de falta en una posición de red

Las protecciones utilizadas así como su principio de funcionamiento y actuación se detallarán en los capítulos 5, “*El sistema de protección*”, y el capítulo 6, “*Función de las protecciones y sistema de control*”, de este proyecto.



V. EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

CAPITULO V

EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

- Detectar las faltas para aislar los equipos o instalaciones tan pronto como sea posible
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias, y de ser el caso, aislar al equipo del sistema
- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema, y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones

El Sistema de Protección [2] debe ser concebido para atender la posibilidad de una contingencia doble, es decir, se debe considerar que es posible que se produzca un evento de falta en el SEP, al cual es posible le siga una falla del Sistema de Protección. Por tal motivo, se establece las siguientes instancias:

- Protecciones principales.
- Protecciones de respaldo.
- Protecciones preventivas.
- Protecciones incorporadas en los equipos.

Las Protecciones Principales constituyen la primera línea de defensa del Sistema de Protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea). En algunas ocasiones, el sistema de protección tiene dos protecciones redundantes que se denominan Protección Principal y Secundaria. La actuación de ambas (Principal y Secundaria) es simultánea y no es necesaria ninguna coordinación, ya que la actuación de la protección puede ser efectuada de manera indistinta por cualquiera de ellas, la que actúe primero.



Capítulo V. El sistema de protección

Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera que permitan la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:

- La protección de falta de interruptor que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla, y por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falta.
- La protección de respaldo, la cual detecta la falta y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal.

El Sistema de Protección está constituido por las protecciones antes mencionadas, y además, por las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos. Para cada uno de estas protecciones se debe definir su forma de operación, así como la manera de detectar las condiciones anómalas del sistema.

5.1 Protecciones Preventivas

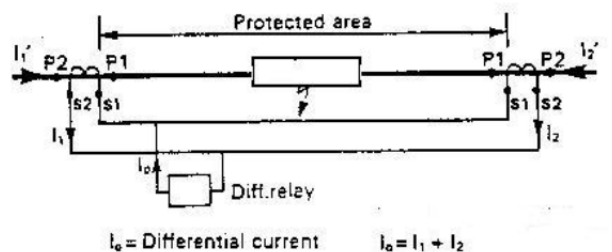
Una Protección Preventiva consiste en la utilización de dispositivos que son capaces de dar señales de alarma antes de que suceda una falta, es decir, no esperan que ésta se produzca sino que actúan con cierta anticipación a la falla.

Modernamente, con la técnica digital, se utiliza equipos con capacidad de efectuar un monitoreo de los parámetros de las máquinas con la finalidad de dar las alarmas correspondientes, y más aún, de efectuar una supervisión de los parámetros, evaluando su variación (derivada con respecto del tiempo) y el cambio de su variación (segunda derivada con respecto del tiempo). Estos dispositivos suelen aplicarse en forma individual o como parte de un Sistema de Control (SCADA) de las instalaciones.

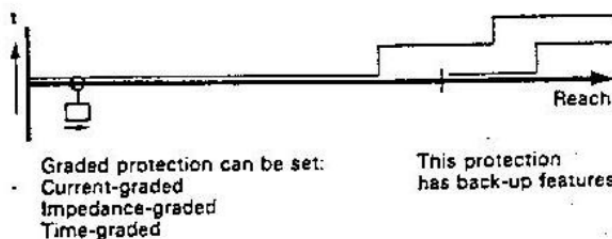
5.2 Protecciones incorporadas en los equipos

Las Protecciones Propias [3] son dispositivos incorporados en los mismos equipos, según sus propios diseños de fabricación, de manera que se pueda supervisar sus condiciones de operación como son: temperaturas, presiones, niveles, etc. Estas protecciones suelen ser definidas por los fabricantes de los equipos, según su diseño y experiencia, con la finalidad de dar las garantías por los suministros. La utilización de esta protección es esencial al Sistema de Protección.

En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protección o como Protecciones Graduadas para detectar fallas en más de una zona de protección. Ver figura 5-1.



PROTECCION UNITARIA: Totalmente Selectiva



PROTECCION GRADUADA: Relativamente Selectiva

Figura 5-1. Esquema de protección unitaria y protección graduada.



Capítulo V. El sistema de protección

Las protecciones unitarias se caracterizan por lo siguiente:

- Son totalmente selectivas porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
- No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a faltas fuera de su zona de protección.
- Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

Las protecciones graduadas se tienen como características:

- Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de una zona de protección.
- Desempeñan funciones de protección de respaldo porque son sensibles a faltas en las zonas vecinas a su zona de protección.
- Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación establece la graduación de su tiempo de actuación.

5.3 Operación de los Sistemas de Protección

Tal como ha sido mencionado, la actuación de la protección consiste en efectuar la apertura de los interruptores para aislar la zona donde se ha producido la falla, sin embargo, para cumplir con su cometido, los Sistemas de Protección operan, a veces, de otra manera, la cual puede tener distintas instancias o procedimientos, lo que debe ser aplicado de acuerdo a la buena práctica de ingeniería.

5.3.1 Relés de protección

Los relés de protección tienen por finalidad medir una señal o más señales de entrada de tensión y/o de corriente, provenientes del SEP, con la finalidad de determinar si existe una condición de falta en el sistema.

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas. El relé así definido es un elemento basado en un microprocesador, cuyo diseño debe poseer una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales, para evitar restricciones a su integración con otros relés o sistemas de otros fabricantes.

Los relés de protección deben ser dispositivos de probada confiabilidad en el uso de protección de sistemas eléctricos; por tal motivo, salvo casos especiales, no es aceptable el uso de dispositivos de última tecnología o de modelos de equipos que aún no tienen experiencia en la industria eléctrica.

➤ *Características Funcionales de los relés*

Para cumplir con su propósito, en función de la aplicación específica en el SEP, los relés de protección deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Efectuar un permanente autodiagnóstico de su estado con bloqueo automático de su actuación en caso de defecto y señalización local y remota de la falta.
- Disponer de redundancias en su diseño de manera que la falla de un elemento o la pérdida de un componente no ocasione una degradación en su desempeño final.
- Tener la capacidad de admitir dos juegos de ajuste como mínimo, de manera de poder efectuar una protección con capacidad de adaptación a más de una condición de operación del sistema eléctrico.
- Almacenar información de las señales de entrada para las condiciones de pre-falta, falta y post-falta, así como de las señales de salida.
- Tener capacidad de aislamiento apropiada a su utilización en subestaciones de alta y muy alta tensión.
- Atender los requisitos de compatibilidad electromagnética con el grado de severidad adecuado a su instalación en subestaciones de alta y muy alta tensión.



Capítulo V. El sistema de protección

- Poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidad de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes, registros de eventos y cualquier otra información disponible en el relé.
- Poseer facilidades de comunicación dedicadas para un Sistema de Supervisión y Control (SCADA).
- Poseer una interfase de comunicación local compuesta por una pantalla de visualización de las magnitudes medidas, calculadas y/o ajustadas, así como un teclado para su manejo.
- Poseer dispositivos que le permitan una intervención de mantenimiento sin que sea necesaria su desconexión de la instalación.

➤ *Relés de Protección como parte de automatismos de regulación*

Una práctica utilizada en el diseño de los Sistemas de Protección consiste en utilizar los relés como parte de automatismos de regulación. Por ejemplo, para arrancar los ventiladores de un transformador de potencia al detectar elevación de temperatura en la máquina. Otro caso es cuando se utiliza al relé para controlar la tensión; por ejemplo, para accionar el conmutador bajo carga de un transformador de potencia. En el diseño de los Sistemas de Protección se puede aplicar niveles de actuación de los relés de protección. De esta manera se puede establecer por lo menos dos niveles básicos que son:

- Alarma que corresponde a la actuación de los relés en forma preventiva antes de que se llegue a tener una situación inaceptable para la operación del equipo. Esta alarma permite continuar con la operación sin restringir la disponibilidad de los mismos.
- Disparo que corresponde a un segundo nivel de actuación y se ejecuta cuando se ha llegado a una situación de:

1. Falta de los equipos y/o instalaciones. Ejemplo: Avería en los equipos por cortocircuito.
2. Condición indeseable de los equipos y/o instalaciones. Ejemplo: Alta temperatura del transformador.
3. Condición anormal de operación que es inaceptable. Ejemplo: Mínima tensión.

5.3.2 La protección diferencial

La protección diferencial representa la función de protección principal del equipo. Esta función trabaja en base a la comparación de intensidades considerando la relación de transformación del transformador.

Una protección diferencial se basa en la comparación de las intensidades, por fase, de los extremos del equipo o conductor a proteger. Se dispondrá de transformadores de intensidad en dichos puntos, las corrientes que circulen por sus secundarios deberán ser iguales cuando las corrientes que circulen por el circuito sean iguales, por tanto no pasará corriente por el relé.

Cuando exista un defecto parte de la corriente se derivará, con lo cual ya no serán iguales las corrientes secundarias de los trafos de corriente. Por consiguiente circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo.

Para la detección de la falta se utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y la salida del transformador. La figura 5-2 muestra el principio en que se basa la protección diferencial.

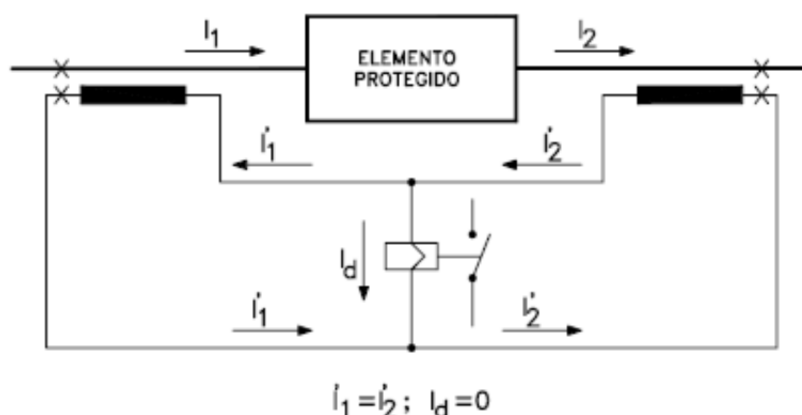


Figura 5-2. Esquema protección diferencial.

Se debe tener en cuenta que dicha protección sólo actúa cuando el desequilibrio se encuentra dentro del área protegida, es decir, aunque se produjese una sobreintensidad en la parte externa el relé vería una corriente cero.

Hay que tener en cuenta que si se produce un cortocircuito en las proximidades del área protegida las corrientes serán muy superiores a las de funcionamiento normal, ello podría dar lugar a errores debidos a la saturación de los transformadores de intensidad, dando como resultado una corriente diferencial no nula.

Resulta especialmente importante asegurarse de la correcta polaridad de los transformadores de intensidad, puesto que un fallo de conexiones provocaría un mal funcionamiento de la protección.

Para la aplicación de esta protección existen varios aspectos que deben ser evaluados:

- Se tiene diferentes relaciones de transformación en el lado de alta y baja tensión que hay que homogeneizar pero, sobre todo, la relación no es siempre la misma si en el lado de alta tensión se tienen diferentes tomas.
- Al momento de su energización el transformador tiene una alta corriente de inserción, la cual sirve para magnetizarlo y provoca una fuerte diferencia de corrientes entre ambos extremos de la zona protegida. También existe una

pequeña corriente de magnetización permanente que implica una pequeña diferencia, la cual es también constante, pero no es causa de una falta.

- Debido a las distintas conexiones trifásicas en el lado de alta tensión, se tiene un desfase de las corrientes en ambos extremos de la zona protegida que es causa de una diferencia en los valores instantáneos de las corrientes.
- Un Transformador de Puesta a Tierra dentro de la protección diferencial constituye una fuente de corrientes homopolares, y por tanto, será causa de una corriente diferencial, a menos que se incluya algún filtro especial para estas corrientes

Todo ello obliga a la utilización de relés menos sensibles que los utilizados para la protección diferencial de los alternadores. La gráfica de la figura 5-3 muestra la relación de intensidad/tiempo de este tipo de relés.

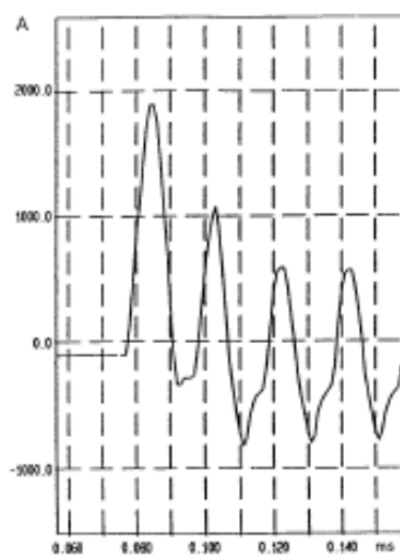


Figura 5-3. Corriente de conexión de un transformador.

Estos relés son de porcentaje variable, incorporando además unidades de frenado por armónicos para evitar disparos intempestivos que tendrían lugar al aparecer fuertes corrientes magnetizantes.



Capítulo V. El sistema de protección

La intensidad de avalancha magnetizante es una intensidad de excitación en vacío durante un período transitorio, la cual, como con otros elementos y fenómenos (saturación de T.I. sobreexcitación, etc.) produce unos armónicos determinados. Esta condición es de gran utilidad para la determinación de la diferencia entre una situación de avalancha magnetizante al energizar un transformador y una falta interna en el momento de la conexión.

Cuando se conecta el devanado primario de un transformador al sistema, la magnitud de la intensidad de conexión que aparece en el mismo, y la ausencia de intensidad en el lado secundario, haría operar indeseadamente una protección diferencial a menos que se le dote de un dispositivo de detección de esta condición para insensibilizarlo en forma transitoria durante el fenómeno.

El contenido de armónicos que aparece en ese momento ha sido la base de los mecanismos que emplean las protecciones para "frenar" la operación del relé diferencial durante esos momentos.

Las corrientes de excitación de los transformadores actuales, con altas densidades de flujo tienen una componente del quinto armónico elevada. Entonces se montan circuitos LC resonantes, de manera que la tensión obtenida se resta de la diferencial, y el resultado se compara con la tensión que crea la corriente circulante. La relación entre T1 y T2 es la que determina la pendiente del relé.

Ocurre, sin embargo, que el contenido en armónicos no es fijo y depende de:

- El diseño de la máquina.
- La tensión de operación.
- El tipo de chapa magnética.
- El momento de cierre.

El contenido de armónicos es decreciente desde un máximo en el momento del cierre hasta el momento en el que se alcanza una situación de excitación en vacío de estado estable (valores muy pequeños).

Como resultado de diversos estudios sobre el tema se pueden formular las siguientes conclusiones:

- El contenido de armónicos de las corrientes de magnetización en un transformador de potencia trifásico oscila, alcanzando un máximo durante el primer ciclo, repitiéndose y decayendo exponencialmente en los siguientes.
- Durante el primer ciclo y precisamente cuando la componente fundamental es máxima, el contenido de armónicos desciende hasta un valor mínimo, lo cual puede dar lugar a un incorrecto frenado, dado que además es en este momento donde se habilitan internamente los disparos.
- El uso de un frenado por armónicos ajustable por el usuario, puede ser la mejor solución para cuantificar el contenido de armónicos para un determinado transformador a proteger. Con esta característica el usuario puede acomodar el funcionamiento del relé diferencial a la respuesta de un transformador específico.
- No es recomendable temporizar los disparos de una protección diferencial ya que, en caso de darse una falta en el momento de cierre, retrasaría el disparo innecesariamente y, además, porque no habrá mayor contenido de armónicos en los ciclos subsiguientes que en el primero. Por otra parte, como ambas magnitudes descienden en los ciclos siguientes, la diferencia absoluta entre ellas podría variar en función de diversas causas, entre ellas la constante de amortiguamiento. En algún caso la diferencia podría ser mayor y dar un disparo indeseado, y en otros mantenerse, lo cual no tendría ventaja alguna sobre una protección no temporizada.

La operación correcta de la protección de diferencial del transformador requiere que las corrientes primarias y secundarias del transformador estén en la fase. Depende del tipo de conexión que presente el transformador existe un cierto desfase entre la fase primaria

Capítulo V. El sistema de protección

y secundaria (en la tabla 5-1 se muestran los diferentes desfases). Este desfase de no ser corregido conduciría a la protección a detectar esta corriente como una corriente de defecto desequilibrada, y causaría la actuación de la protección.

Transformer connection		Transformer phase shift	Clock face vector	Phase compensation required
Yy0		0°	0	0°
Zd0				
Dz0				
Dd0				
Yz1	Zy1	-30°	1	30°
Yd1				
Dy1				
Yy6		-180°	6	180°
Zd6				
Dz6				
Dd6				
Yz11	Zy11	30°	11	-30°
Yd11				
Dy11				
YyH	YzH	$(H / 12) \times 360^\circ$	Hour 'H'	$-(H / 12) \times 360^\circ$
YdH	ZdH			
DzH	DyH			
DdH				

Tabla 5-1. Desfase según el tipo de conexionado del transformador.

Otra de las funciones de frenado en las protecciones diferenciales es la tiene como objeto evitar falsos disparos en caso de faltas externas debido a la saturación de los transformadores de intensidad. El relé no actúa salvo que la intensidad diferencial no supere un determinado porcentaje de la corriente de frenado.

Los relés mecánicos de disco o de copa de inducción disponen de dos tipos de bobinas:

- Bobinas de frenado.
- Bobinas de operación.

Las primeras se alimentan con las corrientes secundarias de los trafos de intensidad (funcionamiento descrito al final de este capítulo en el apartado 5.3, *equipos asociados a las protecciones*) instalados en los extremos de la zona a proteger. Las otras bobinas, las del circuito de operación, se alimentan con la diferencia de las corrientes de estos trafos de intensidad, como se puede ver en la figura esquematizada 5-4.

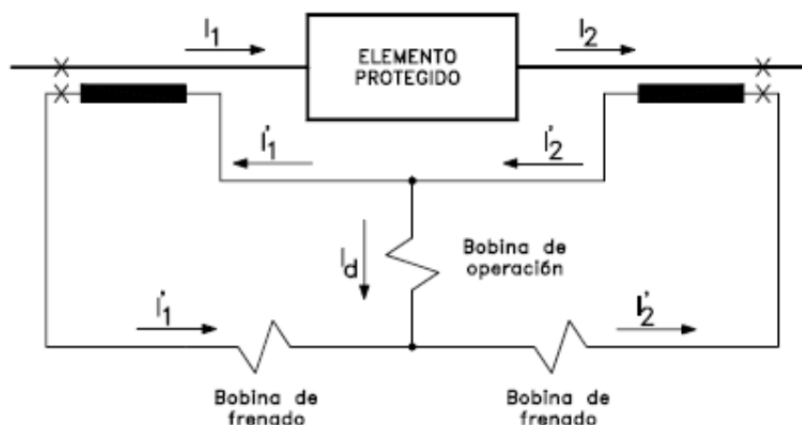


Figura 5-4. Esquema de los relés mecánicos.

Se produce un par de operación proporcional a la corriente que circula por este circuito y el relé actúa cuando esta corriente sobrepasa un valor límite establecido en forma de porcentaje de la intensidad de entrada al relé. Los porcentajes pueden ser fijos o variables como se observa en las gráficas de la figuras 5-5 y 5-6.

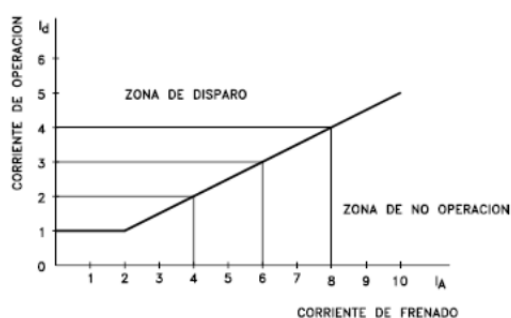


Figura 5-5. Zona de operación porcentaje fijo. **Figura 5-6.** Zona de operación variable.

Esta función de frenado permite insensibilizar el relé contra desequilibrios que puedan darse en caso de faltas externas, pudiendo seguir trabajando correctamente el relé para faltas internas.

5.3.3 Protección contra sobreintensidad

Las protecciones de sobreintensidad proporcionan protección contra faltas externas más que contra faltas internas. Las protecciones contra sobrecarga pueden resultar muy lentas en determinadas circunstancias, siendo pues necesario incorporar protecciones de reserva para posibles faltas exteriores al transformador.

Las curvas de daño a transformadores, o características térmicas de los transformadores dan una información más completa de las corrientes y el tiempo de aguante. Un ejemplo de dichas curvas se muestra a continuación en la tabla de la figura 5-7

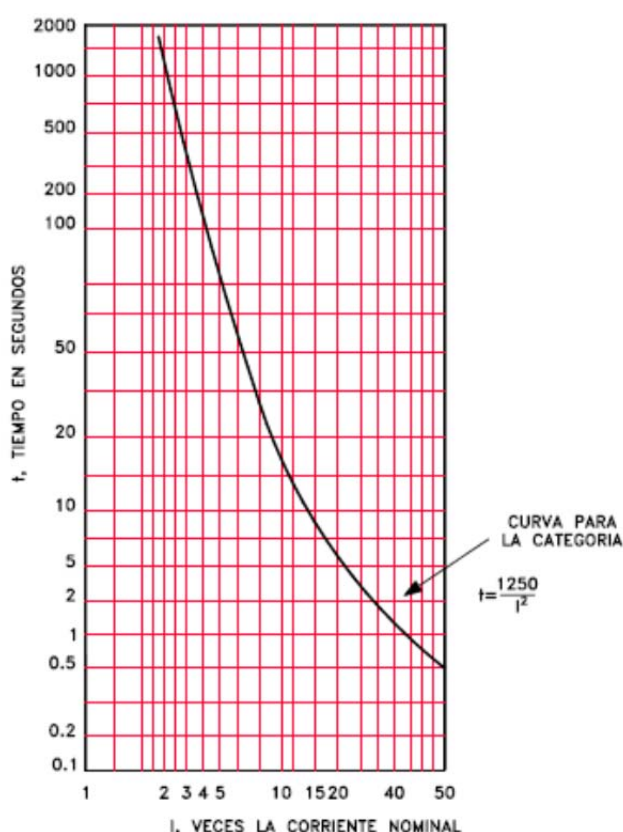


Figura 5-7. Ejemplo de curva de daño a transformadores.

Hay que tener en cuenta que se debe tomar la curva adecuada en función de la impedancia del transformador. El valor máximo de la corriente de falta en un trafo se puede calcular conociendo la impedancia (por unidad) de dicho trafo. Por ejemplo un

transformador con una $Z=4\%$ tendrá una corriente máxima de falta de $1/0.04 = 25$ veces la corriente nominal.

En general se instalarán relés de sobreintensidad de tiempo inverso, estando dos situadas en las fases y el tercero en el neutro. En cuanto a su ajuste hay que tener en cuenta que protegen no sólo al transformador sino también zonas adyacentes.

5.3.4 Protección sobre máxima intensidad en el neutro de los transformadores de potencia

La protección de faltas a tierras convencionales que utilizan elementos de sobrecorriente no proporciona una protección adecuada para bobinados de los transformadores. Este es particularmente el caso de un devanado conectado en estrella con una impedancia a tierra neutro.

Por ello se instala un transformador de intensidad en el neutro de dicha estrella. Este transformador de intensidad alimenta en su secundario a un relé de máxima intensidad, de tiempo inverso. Mediante este relé podremos detectar faltas a tierra en el lado de la estrella de la instalación. Cuando se produzca una falla a tierra tendremos una circulación de corriente a través de dicho neutro, lo cual hará actuar al relé.

5.3.5 Protección contra sobrecargas

La protección del transformador contra sobrecargas o sobretensión puede ser realizada por:

- Relés de temperatura (relé de imagen térmica)
- Relés de temperatura conectados a Detectores de Temperatura Resistivos (RTD's).
- Termostatos.



Capítulo V. El sistema de protección

➤ *Relé de imagen térmica*

La misión de este indicador es estimar la temperatura en el punto más caliente del devanado de un transformador. Como es difícil medir directamente la temperatura del devanado, se ha ideado un instrumento que permite reproducir indirectamente y vigilar la temperatura.

El indicador, figura 5-8, tiene un órgano sensor (1) situado en una cavidad llena de aceite, existente en la tapa del transformador. Este órgano sensor está conectado a la caja del instrumento mediante una conducción flexible (2), que consta de dos tubos capilares. Uno de estos tubos está unido al fuelle de medida (3) del instrumento, mientras que el otro lo está a un fuelle de compensación. El sistema de medida está lleno de un líquido que cambia de volumen al variar la temperatura. El fuelle de compensación actúa sobre el fuelle de medida mediante la transmisión (4), con lo que se compensan las variaciones de la temperatura ambiente.

El instrumento contiene una resistencia de calentamiento (5), recorrida por una corriente proporcional a la corriente de carga del transformador. Mediante los conductores (8), esta resistencia está conectada al bloque de terminales (12), que es resistente al calor y a la humedad.

Sobre el fuelle de medida actúan, pues, tanto la temperatura de la resistencia de calentamiento como la temperatura existente en la cavidad de aceite. Mediante la transmisión (7), el movimiento del fuelle de medida es transmitido tanto a la aguja (8) como al eje (9), que está provisto de los contactos de mercurio (10) y (11). Estos contactos son en número de dos o cuatro, y pueden ajustarse en forma totalmente independiente unos de otros.

La resistencia (5) del instrumento es alimentada por un transformador de intensidad (16), intercalado en el circuito de la corriente principal del transformador. De esta forma, la elevación de temperatura de la resistencia de calentamiento se corresponde con la elevación de temperatura del devanado respecto de la capa superior del aceite.

Por otra parte, el órgano sensor (1) está en la capa de aceite más caliente del transformador, por lo que detecta la temperatura de dicha capa superior del aceite. Así pues, sobre el fuelle de medida actúan la elevación de temperatura de la resistencia de calentamiento, que se corresponde con la elevación de temperatura del devanado, y la temperatura de la capa superior del aceite. En consecuencia, el instrumento marca la temperatura en el punto más caliente del devanado, o sea la temperatura del "hot spot".

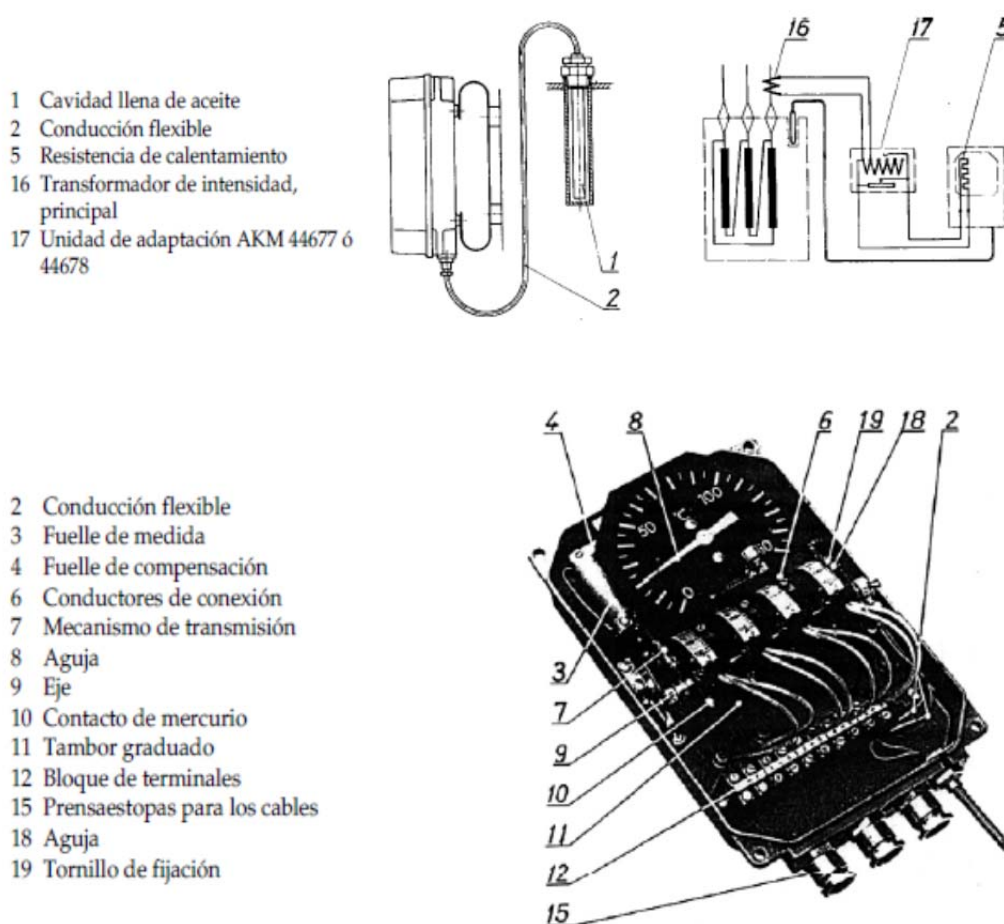


Figura 5-8. Elementos del relé de imagen térmica.

La constante de tiempo del instrumento es de la misma orden de magnitud que la del devanado, por lo que el indicador da también una imagen térmica fiel de la temperatura del devanado respecto al tiempo.



➤ *Termómetros*

Dichos equipos miden la temperatura de la capa superior del aceite del transformador. El termómetro consta de una esfera se instala en la tapa del transformador, donde se observa tres aguas indicadoras con el valor de la temperatura actual, valor de alarma y valor de disparo. La temperatura del aceite se mide con una vaina detectora introducida en un alojamiento dentro de la cuba, en contacto con el aceite.

➤ *Termostatos*

Adicionalmente al equipo anteriormente descrito se instalan también en los trafos termostatos de contacto. Su funcionamiento es similar al termómetro, la medición de temperatura se consigue con una vaina detectora introducida en el transformador, este equipo incorpora un juego de contactos bimetálicos de manera que en función de las temperaturas que se alcancen da unas señales de alarma o disparo.

5.3.6 *Protección por detección de gases – Relé Buzcholz*

Las diferentes faltas de los transformadores [5,8,12] dan origen a calentamientos locales en los arrollamientos, y consiguientemente a la producción de gases de aceite, cuya cantidad y velocidad de crecimiento aumentan sensiblemente a medida que la avería es más franca o importante.

En el efecto de la producción de estos gases se fundamenta el relé Buchholz, el cual está muy extendido en la protección de transformadores por su sencillez y seguridad de funcionamiento.

En las figuras 5-9 se muestra la situación del relé de Buchholz en el transformador.

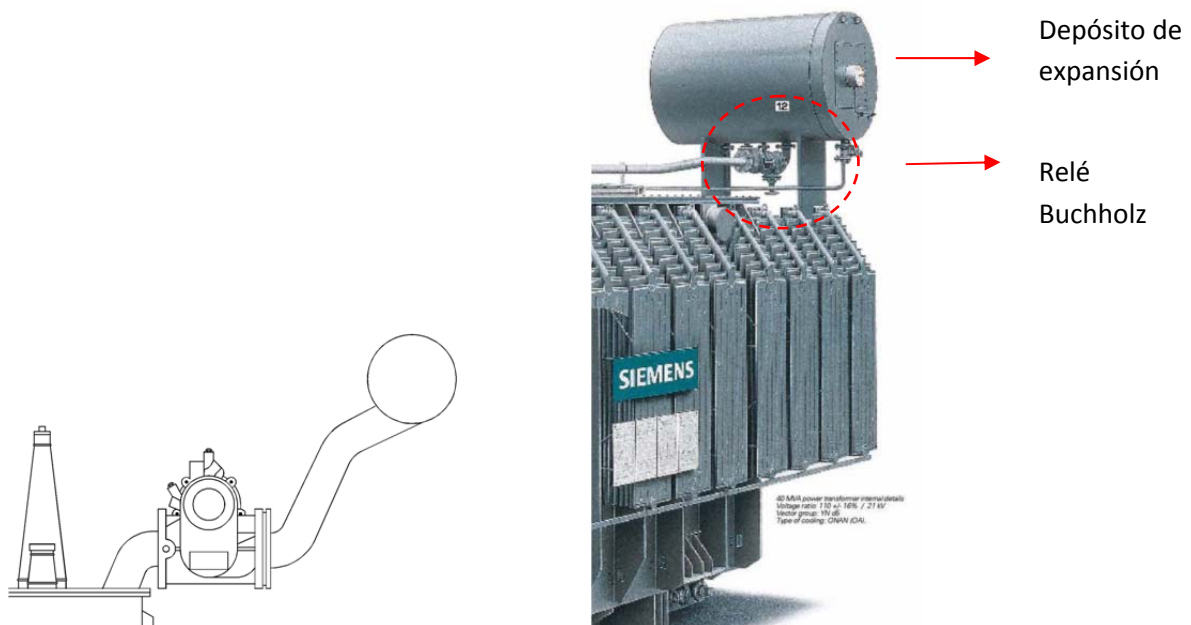


Figura 5-9. Situación del relé Buchholz.

Los accidentes producidos en los transformadores dan lugar siempre a la producción de gases o vapores, indicándose a continuación diferentes casos que suelen presentarse:

- En casos de ruptura de una conexión se produce un arco que se alarga rápidamente por la fusión de los conductores y que, cebándose seguidamente con otra parte del bobinado, dará lugar a un cortocircuito con todas las consecuencias que esto acarrea. Este arco volatiliza el aceite, y defectos de este género se señalan por los humos de aceite.
- Cuando existe una falta de aislamiento a tierra, se produce un arco entre este punto del bobinado y la cuba u otra parte del transformador puesta a tierra, el cual volatiliza el aceite y fluye hacia el depósito conservador.
- En caso de cortocircuito entre espiras se producirá un aumento fuerte de temperatura, principalmente en las capas interiores del arrollamiento. El aceite próximo a las bobinas se volatiliza y descompone rápidamente; los gases resultantes son lanzados bruscamente como por una explosión al exterior de los arrollamientos en forma de pequeñas burbujas.
- En el seno del aceite se pueden producir burbujas de gas libres provenientes de gases de falta o de valor de agua. La formación de estas burbujas es más probable si el nivel de humedad del aceite es elevado. El campo eléctrico en el

interior del transformador se reparte de una forma no uniforme y eso hace que ciertas partes del aislamiento (las burbujas de gas o de vapor de agua) estén sometidas a campos eléctricos muy intensos, y ello da origen a descargas (denominadas descargas parciales) cuya repetición puede dañar seriamente al transformador. Estas descargas descomponen el aceite y provocan la formación de gas (principalmente hidrógeno). También los efluvios que se forman producen un resultado análogo.

- Si las juntas entre los núcleos y las culatas no están bien aisladas, o si el aislamiento de los bulones que comprimen los paquetes de planchas es defectuoso, pueden producirse corrientes de Foucault intensas en el seno del hierro. Este accidente provoca igualmente un aumento local de la temperatura, vaporizando el aceite con producción de gases.

Se ve, pues, que en todos los casos señalados hay formación de gases. Estos gases fluyen hacia los lugares de menor presión (la parte superior de la cuba y el depósito conservador) y de esta manera accionan el relé Buchholz, que debe intercalarse en el tubo que une la cuba del transformador al conservador de aceite. La disposición esquemática del relé aparece en la figura 5-10. La caja a que está llena normalmente de aceite, contiene los flotadores b1 y b2 móviles alrededor de sendos ejes fijos.

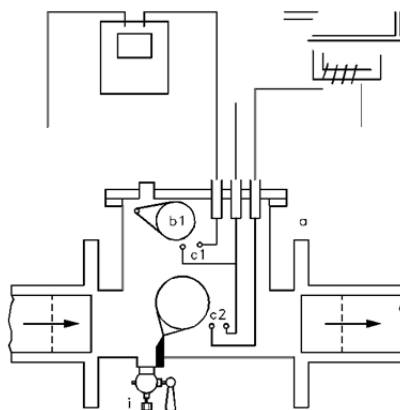


Figura 5-10. Esquema constructivo del relé Buchholz/Posición inicial.

Cuando por causa de un defecto poco importante se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan en la cuba hacia el conservador de aceite y son captadas por el aparato y almacenadas en la caja, cuyo nivel de aceite baja progresivamente. El flotador superior b1 se inclina y cuando la cantidad de gas es suficiente cierra los contactos c1 que alimentan el circuito de alarma d. El flotador b1 actúa cuando aparecen pequeños defectos en el trafo. La figura 5-11 muestra el estado del relé en este caso:

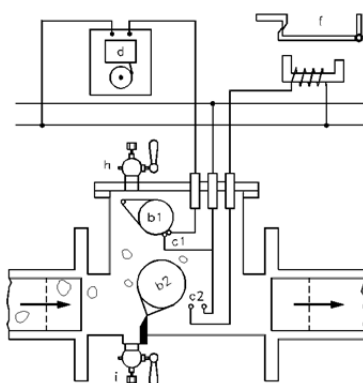


Figura 5-11. Relé Buchholz/Posición alarma.

El flotador inferior b2 conserva su posición de reposo si el desprendimiento de gas es lento y sólo actúa cuando la velocidad de aceite es elevada, lo cual corresponde a defectos importantes. Por esa razón, la actuación del flotador b2 produce el disparo del transformador.

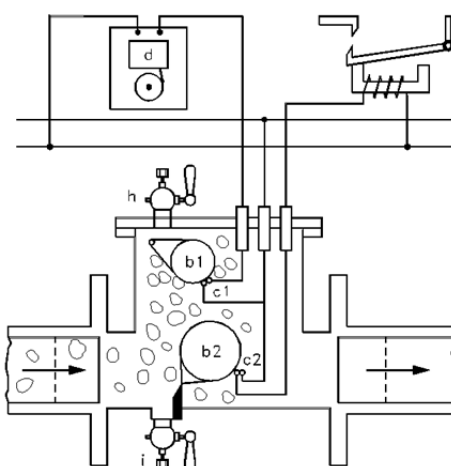


Figura 5-12. Relé Buchholz/Posición bloqueo.

En la figura 5-13 aparece un esquema de la disposición interior de un relé Buchholz.

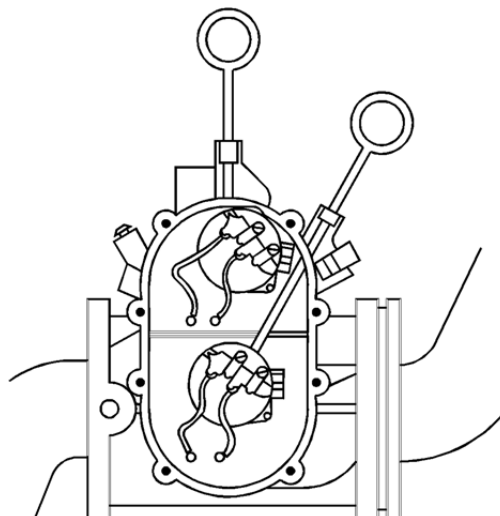


Figura 5-13. Disposición interior de un relé Buchholz

Si el defecto se acentúa, el desprendimiento se hace violento y se producen gruesas burbujas, de modo que el aceite es enviado bruscamente por choque a través del tubo y hacia el conservador de aceite. Esta corriente rodea al flotador b2 arrastrándolo, y ello provoca el cierre de sus contactos c2 que accionan el mecanismo f de desconexión de los interruptores de los lados de alta y baja tensión del transformador, poniendo así a éste fuera de servicio. El relé Buchholz es muy selectivo y su actuación es debida inequívocamente a una avería interna en el transformador. Por eso el relé Buchholz actúa sobre el relé 86 que requiere un rearme manual para volver a conectar el transformador a la red.

Cuando por causa de un defecto poco importante se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan en la cuba hacia el conservador de aceite y son captadas por el aparato.

El mismo resultado se obtiene en caso de sobrecarga peligrosa para el transformador. Las numerosas pequeñas burbujas expulsadas de todo el bobinado a causa del calentamiento de los devanados, actúan como si se tratara de gruesas burbujas a modo de choque, que lanza bruscamente el aceite y arrastra el flotador b2.

Esta acción es tan rápida que la desconexión se produce antes que el transformador pueda ser averiado, por la sobrecarga.

Los contactos c1 y c2 son asimismo accionados cuando el nivel del aceite desciende por debajo de un límite determinado, bien por defecto de vigilancia, o por causa de una fisura en la cuba. El aire que se encontrase en el transformador será igualmente captado por el relé y la señal de alarma funcionará.

Si el transformador recibe energía por ambos lados, es preciso colocar el relé con dos contactos de trabajo, que son excitados por el relé Buchholz y actúan sobre las bobinas de desenganche de los dos interruptores del transformador (instalados en el primario y en el secundario).

Conviene tener en cuenta que durante los primeros días de puesta en servicio puede cerrarse el circuito por desprendimiento de burbujas de aire que hayan quedado dentro al llenarlo. En este caso se debe purgar el aparato hasta que el nivel llegue al centro del cristal superior del aparato.

Una mirilla que contiene la caja a permite observar la cantidad y el color de los gases captados. De la primera se obtiene la indicación de la importancia del defecto. Del color de los gases se deduce el lugar de la producción del defecto, así:

- Los gases blancos provienen de la destrucción del papel.
- Los gases amarillos se producen con el deterioro de las piezas de madera.
- Los humos negros o grises son provocados por la descomposición del aceite.

Un grifo h permite la salida de los gases acumulados en la caja. Si se aplica un mechero se puede apreciar si se trata de gases de aceite o de aire que hubiese penetrado en el transformador.

Otro grifo de prueba Vi permite comprobar, haciendo funcionar el aparato por medio de una bomba auxiliar, que los contactos, flotadores, conexiones, etc., se hallan en buen estado.



Esta prueba debe realizarse terminado su montaje y durante el servicio después de cada vez que haya funcionado el dispositivo.

5.3.7 Protección de cuba

Su misión es detectar la corriente de circulación que se establece entre la cuba y la conexión entre ésta y tierra cuando se ha producido un defecto de aislamiento, lo que conlleva que se produzca un contacto entre las partes activas del transformador y la carcasa.

Por consiguiente la cuba debe estar rígidamente conectada a tierra mediante un conductor, teniendo el resto del trafo debidamente aislado de tierra

La protección debe incluir un transformador toroidal de intensidad, que es el que alimenta a un relé de detección de contacto a cuba. El relé utilizado es del tipo de los empleados en la detección de faltas a tierra. En la figura 5-14 se muestra el esquema de la protección descrita para este tipo de protección.

La actuación de este relé no significa necesariamente que exista una avería en el transformador, puesto que cualquier contacto entre la cuba y un elemento en tensión provocaría la actuación de la protección (el caso más común son falsas alarmas provocadas por animales).

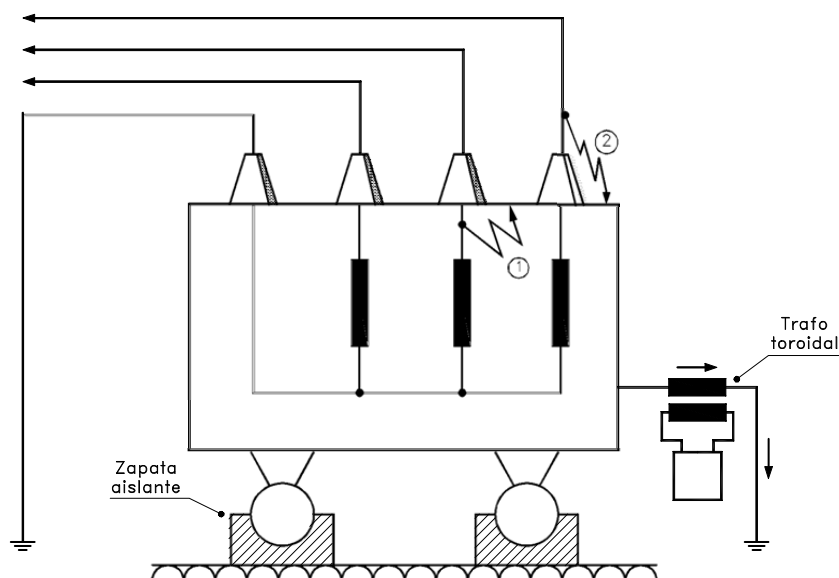


Figura 5-14. Esquema de protección de la cuba

Se debe destacar que de existir alguna alimentación auxiliar para bombas o ventiladores, dicha alimentación debe hacerse pasar por el trafo de intensidad.

5.3.8 Protección de sobretensiones

En equipos como los transformadores, se emplean para la protección contra las sobretensiones los llamados pararrayos, cuya misión es precisamente descargar a tierra dichas sobretensiones, evitando que lo hagan a través de los aisladores o perforando el aislamiento, con lo que se pueden producir graves daños a los equipos.

La figura 5-15 es un esquema del sistema de protección de sobretensiones.

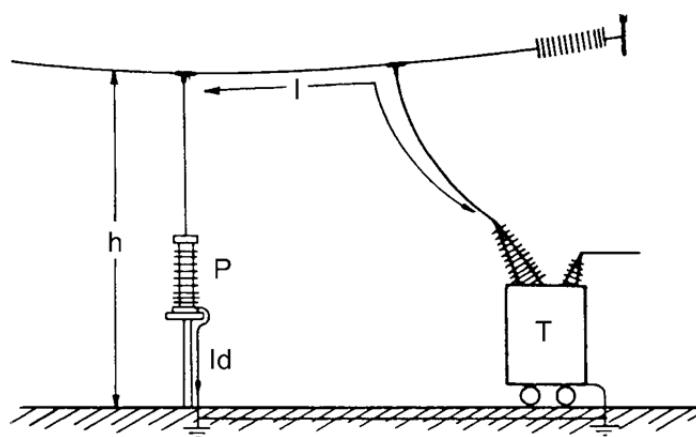


Figura 5-15. Esquema de disposición de los pararrayos.

Los pararrayos deben montarse lo más cerca posible de los elementos a proteger, fundamentalmente de los transformadores, de manera que su toma de tierra esté rígidamente conectada a la de éstos con un conductor de baja impedancia, para evitar un aumento de la tensión en el borne de alta del pararrayos, y por tanto del equipo a proteger. Esto es debido a la caída de tensión en la conexión de tierra al pasar por ella la corriente de descarga del pararrayos.

Se instala unas autoválvulas en cada una de las fases del lado de alta del trafo principal. Se incluye además un contador de descargas.

También se emplean relés de sobretensión en aquellos transformadores asociados a redes poco malladas y en las que existe una posibilidad notable de sobretensiones permanentes.

5.3.9 Protección contra sobrepresión

Se aplican en la protección de transformadores de potencia para detectar y desahogar sobrepresiones en el interior de la cuba producidas por faltas internas. Dichas sobrepresiones pueden dar como resultado la deformación de la cuba. Para evitar esto se emplean los liberadores de presión. En la figura 5-16 se muestra la situación de la chimenea de expansión.

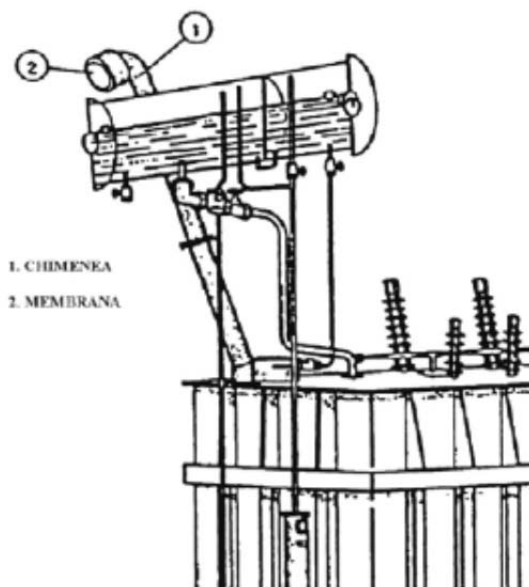


Figura 5-16. Disposición chimenea de expansión

Básicamente son de dos tipos:

- Chimeneas de expansión.
- Válvulas de sobrepresión.

Las chimeneas de expansión disponen de una membrana o de un cristal con una resistencia lo bastante débil como para romperse en el caso de que la presión en el interior de la cuba exceda del valor que dicha membrana o cristal es capaz de soportar. Este sistema es un equipo antiguo y no se usa en transformadores de nuevo diseño.

Los relés de sobrepresión operan a través de un diafragma que detecta la presión interna y actúa sobre un microinterruptor. Su funcionamiento está basado en que:

- Los cambios bruscos de presión de aceite hacen que éste circule por el interior del relé.
- No opera para pequeños cambios de presión.

5.3.10 Fusibles

Se usan esta tipo de protecciones en pequeños transformadores de distribución normalmente hasta los calibres de 1MVA a tensiones de distribución. En muchos casos estos transformadores no disponen de interruptores, haciendo el fusible de protección el único medio disponible de automático. El fusible debe tener una clasificación muy por encima de la máxima corriente de carga del transformador con el fin de soportar las sobrecargas de corta duración que puedan ocurrir. Además, los fusibles deben soportar las corrientes de inserción del transformador a la red. Debido alta capacidad de ruptura, *High Rupturing Capacity* (HRC) del fusibles hacen que tengan una actuación muy rápida en operaciones con corrientes de falta de gran tamaño, sin embargo son extremadamente lentos con corrientes de menos de tres veces su valor nominal. La tabla 5-2 muestra los rangos típicos de fusibles para transformadores con una tensión de 11kV en el primario y potencias indicadas.

Transformer rating		Fuse	
kVA	Full load current (A)	Rated current (A)	Operating time at 3 x rating(s)
100	5.25	16	3.0
200	10.5	25	3.0
315	15.8	36	10.0
500	26.2	50	20.0
1000	52.5	90	30.0

Tabla 5-2. Rangos típicos de fusibles



VI. FUNCIÓN DE LAS PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL



CAPITULO VI

FUNCIÓN DE LAS PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL

El número y duración de las interrupciones [1,13,16] en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de desconexión cuando detectan una perturbación.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta.

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección.

Para el funcionamiento adecuado de los sistemas de protección, los relés de protección deben cumplir una serie de características básicas que se explican a continuación:

- **Fiabilidad**, es la capacidad de actuar correctamente, es decir que actúa cuando debe y que no lo hace cuando no es necesario. La fiabilidad se basa en tres conceptos:

- *Operatividad*: la protección funciona correctamente.
 - *Seguridad*: es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.
 - *Obediencia*: es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.
-
- **Sensibilidad**, implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera. Por ejemplo en condiciones de mínima generación circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esta falta.
 - **Selectividad**, es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falta, de forma que la parte del circuito que queda falto de suministro sea el mínimo posible. Un equipo que aisle zonas no dañadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario. Esta característica se obtiene mediante un diseño apropiado del sistema de protección, teniendo muy en cuenta conceptos como zona de protección y tiempos de disparo.
 - **Rapidez**, es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean las mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos. Se evitan así los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red. Pero también hay que tener en cuenta que puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe ser estimada para cada aplicación.

Capítulo VI. Función de las protecciones y sistema de control

La protección está constantemente tomando información necesaria como intensidad, tensión, frecuencia o una combinación de estas para detectar las faltas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger.

La protección procesa la información y transmite el resultado a través de sus contactos, al cerrarse actúan sobre una señalización, alarma o cierran el circuito de disparo de uno o varios interruptores para que así se corten los circuitos de energía, aislando de todas las corrientes de alimentación el elemento o la parte de instalación donde se ha producido el defecto, esto se produce a través de los relés de protección. Estos equipos tienen por finalidad medir una o más señales de entrada de tensión y /o corriente, con la finalidad de determinar si existe una condición de falta en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida.

Los relés de protección actuales son dispositivos basados en un microprocesador, cuyo diseño debe lograr una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes.

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas en los siguientes bloques de operación, según el esquema que muestra la figura 6-1.

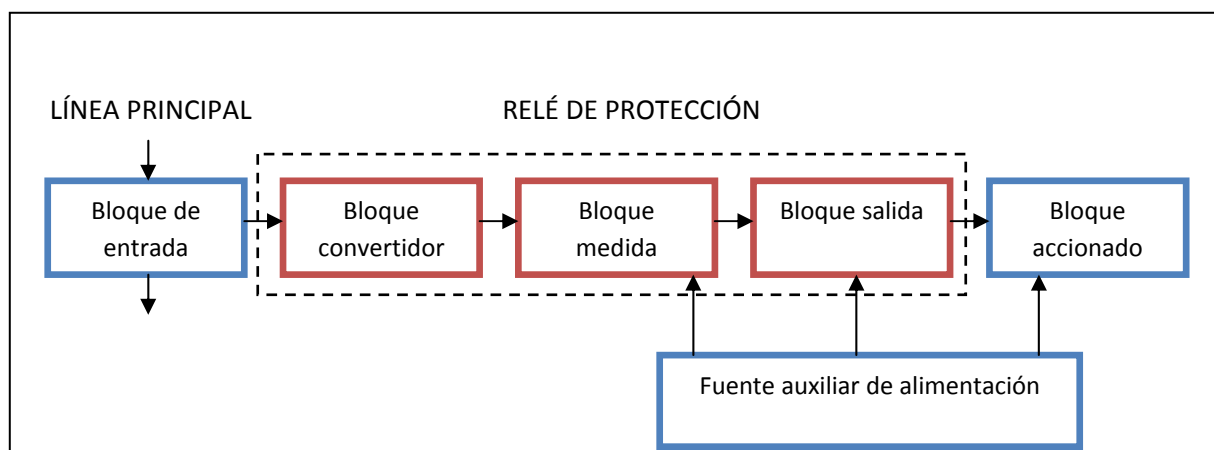


Figura 6-1. Esquema bloques de operación.

- **Bloque de entrada:** detecta las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que recoge el relé de protección.
Suelen ser transformadores de intensidad y de tensión. No forman parte del relé de protección, pero su funcionamiento no sería posible sin ellos.
- **Bloque convertidor:** no todos los relés de protección disponen de este bloque que se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé.
- **Bloque de medida:** registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores para compararlos con los valores con los que se ha configurado el relé y en consecuencia decide en que ocasiones debe actuar el correspondiente dispositivo de protección.
- **Bloque de salida:** amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares. Es el elemento intermediario entre el bloque de protección propiamente dicho y el bloque que realmente se pretende accionar.
- **Bloque accionado:** es generalmente, la bobina de mando del interruptor, que produce la desconexión de este cuando la tensión entre sus extremos es suficiente.
- **Fuente auxiliar de alimentación:** suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.
- **Bloque de Protección:** el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección.



Capítulo VI. Función de las protecciones y sistema de control

Un relé de protección es un dispositivo discreto y multifuncional que sólo podrá ser utilizador como protección principal para una única zona de protección. La protección de respaldo de esa misma zona será un dispositivo separado de la protección principal.

Las funciones de protección incorporadas a cada relé serán las apropiadas para cada zona de protección. Los relés de protección están expuestos a posibles pérdidas accidentales de las señales de tensión, por este motivo deben poseer una supervisión de estas señales para su bloqueo de operación y alarma.

Los relés de protección deben ser capaces de operar recibiendo y/o entregando señales digitales, haciendo una lógica de decisión con ellas, de manera que se optimice su funcionamiento. Deben tener un tiempo total de actuación menor de dos ciclos (33 ms) hasta el envío de las señales de disparo a los interruptores.

Se debe evitar la utilización de relés auxiliares porque son la causa de un retardo en el tiempo y son una posible fuente de fallos, es por esto que, los relés deben poseer la suficiente cantidad de contactos de salida para operar las bobinas de apertura de los tres polos del interruptor y con suficiente capacidad para operar los circuitos de disparo de los interruptores asociados.

Los relés deben poseer facilidades de comunicación dedicadas para un Sistema de Supervisión y Control (SCADA, *Supervision, Control and Data Acquisition*), este interfaz permite la visualización por pantalla y el control por teclado.

La codificación de las funciones de protección están normalizadas según el código *ANSI, Anexo I*, cada número del código se corresponde a un tipo de protección según la naturaleza de la misma.

6.1 Descripción de las protecciones

La figura 6-2 corresponde al diagrama unifilar de las protecciones utilizadas para este proyecto. La elección de estas protecciones se debe realizar atendiendo a las características anteriormente descritas, potencia de los transformadores, niveles de tensión de la subestación y criterios de seguridad que exija cada proyecto.

A continuación se realizará una descripción de las características de cada protección utilizada, siguiendo en diagrama unifilar de la figura 6-2.

6.1.1 Protección de sobreintensidad (50/50N/51/51N)

La protección de sobreintensidad se basa en la medida de las intensidades de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la intensidad de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc.

Como se ha descrito en el capítulo 5, “*El sistema de protección*”, la curva de daño (figura 6-3) se ajusta a la formula

$$I^2 * T = K$$

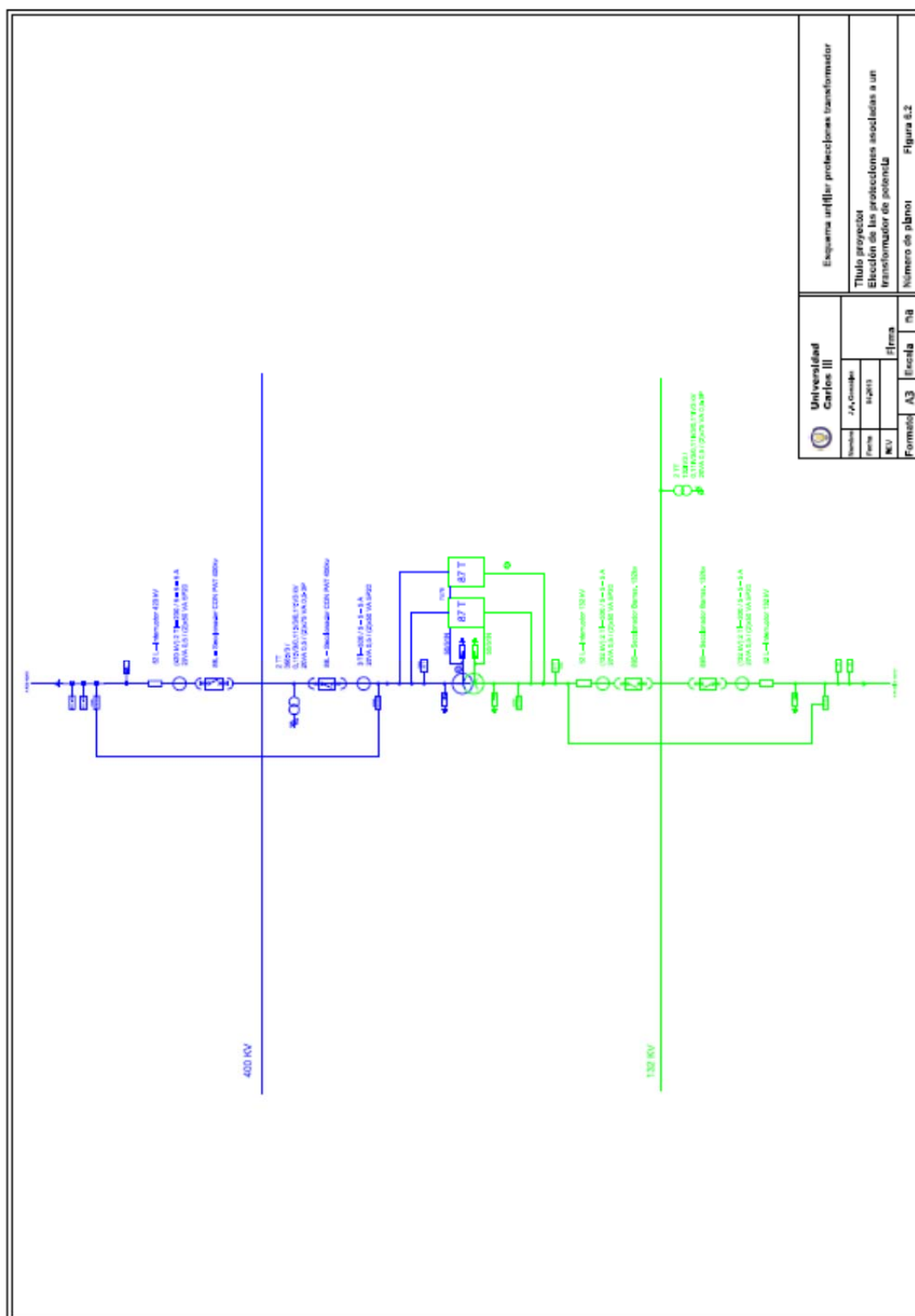


Figura 6-2. Unifilar protecciones transformador.

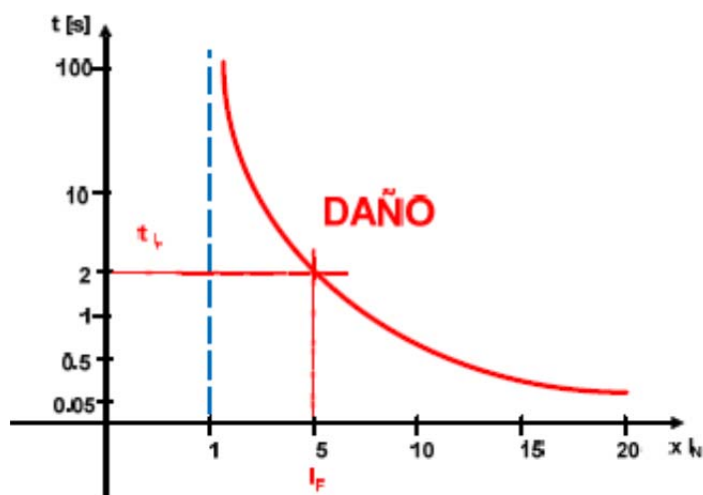


Figura 6-3. Curva de daño de los equipos eléctricos.

Esta gráfica indica que intensidades ligeramente elevadas pueden ser soportadas bastante más tiempo que intensidades muy elevadas cuyo efecto es perjudicial si se mantiene un poco más del tiempo admisible.

Si al equipo eléctrico considerado se le aplica una intensidad I_F durante un tiempo t_{l_F} resultará dañado ya que se alcanza su curva de daño. Debe evitarse, por tanto, que se superen intensidades excesivas durante demasiado tiempo, por lo que el equipo eléctrico debe ser utilizado lejos de su curva de daño.

La misión de la protección de sobreintensidad, impedir que sea superada la curva de daño del equipo protegido, dando orden de disparo al interruptor correspondiente. Esto se consigue dotando a la protección de sobreintensidad de una característica de disparo situada claramente por debajo de la curva de daño tal y cómo se observa en la figura 6-4.

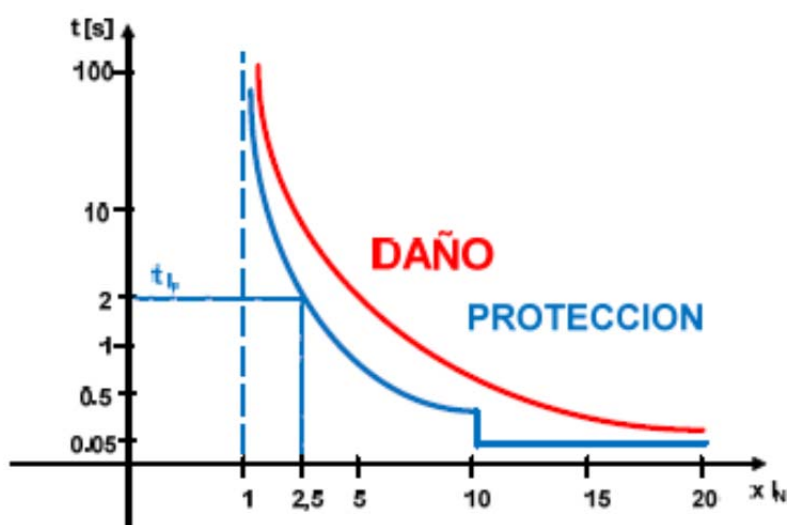


Figura 6-4. Característica de disparo de la protección.

Así, para una intensidad I_F se disparará la protección en el tiempo t_{I_F2} sin que se alcance la zona de daño del equipo.

Dependiendo de la característica de disparo del relé (instantáneo o temporizado) este actúa de la siguiente manera:

- Si el relé es tipo **instantáneo**, cuando la intensidad es inferior o igual a $I_{>>}$ de la figura 6-5 el relé no dispara, sin embargo si la intensidad es mayor que $I_{>>}$ el relé dispara transcurrido un tiempo igual a $t_{I_{>>}}$ (ver figura 6-5), que en relés modernos es del orden de milisegundos, considerándose por lo tanto prácticamente instantáneo.

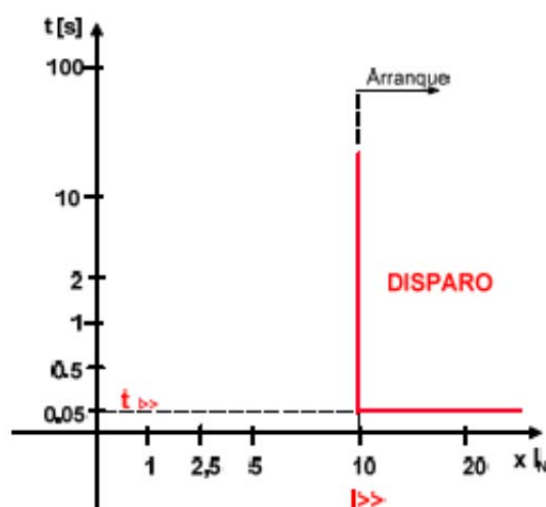


Figura 6-5. Funcionamiento del relé instantáneo.

En los relés tipo **temporizado**, podemos distinguir entre *disparo independiente* o *disparo dependiente*:

- En los *relés de disparo independiente* o de tiempo fijo, el tiempo de retardo no depende de la magnitud medida. Este tipo de relés suele contar con dos niveles de tiempo independiente.

Si la intensidad es inferior o igual a una cierta $I>$ (ver figura 6-6) el relé no dispara, pero si la intensidad es mayor que $I>$ y menor que $I>>$ el relé dispara transcurrido un tiempo igual a $t I>$ (ver figura 6-6), si la corriente es mayor a $I>>$ el tiempo transcurrido hasta que el relé dispare será $t I>>$, estos tiempos tendrán un tiempo mínimo de ajuste que corresponde al tiempo mínimo de actuación del relé.

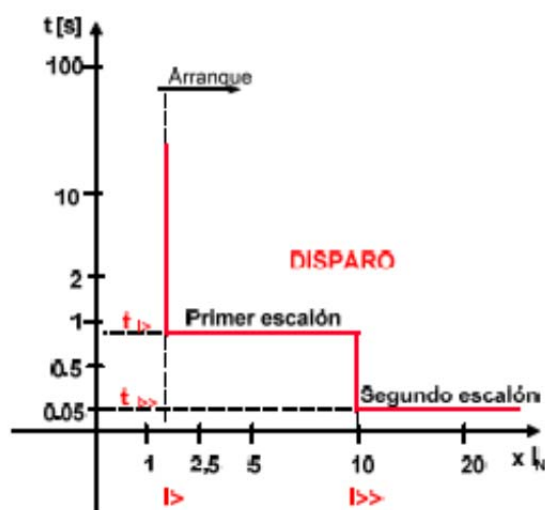


Figura 6-6.Funcionamiento de un relé de disparo independiente o de tiempo fijo.

- En los relés de *tiempo dependiente* o de característica inversa, el tiempo de retardo es función de la magnitud medida.

Como se puede observar en la figura 6-7 para un valor menor de I_p el relé no dispara, cuando el valor de la corriente se encuentra entre los valores I_p e $I_{>>}$, la curva de disparo es inversa, y el disparo se hará transcurrido un tiempo t_{I_F} que es dependiente del valor de la corriente. En el siguiente periodo cuando la corriente supera el valor $I_{>>}$ el relé se comporta como uno de tiempo independiente, es decir el tiempo de operación se reduce a $t_{I_{>>}}$.

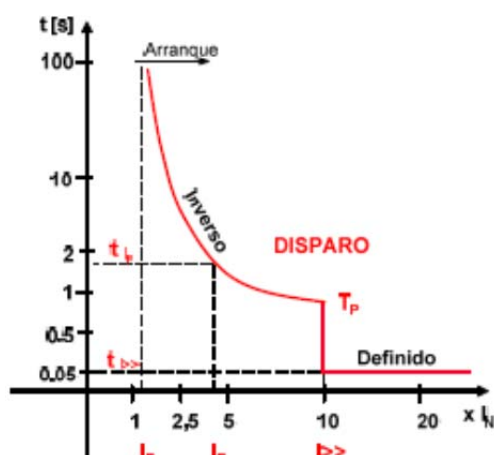


Figura 6-7.Funcionamiento de un relé de disparo dependiente o de tiempo fijo.

6.1.2 Protección de fallo de interruptor (50BF)

Como se indicó anteriormente, cuando un relé de protección detecta una falta o una condición anómala de funcionamiento, da la orden de disparo al interruptor. Cuando esto sucede, existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito por falta del interruptor al efectuar dicha maniobra. Para que esta situación no retrase la apertura del circuito, es necesaria la instalación de una protección para prevenir la falta del interruptor, esta protección se denomina como (50BF).

El funcionamiento de este relé comienza cuando la protección principal da la orden de disparo del interruptor, en ese instante se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito aguas arriba.

El fallo en la apertura del interruptor puede ocurrir por diversos motivos:

- Fallos en el cableado de control.
- Fallos en las bobinas de apertura.
- Fallos en el mecanismo del interruptor.
- Fallos dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico.

El principio de detección de este relé se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, después de una orden de apertura por parte de las protecciones la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta. Si se produce un fallo en la apertura del interruptor, el relé detecta que la corriente no es cero y actúa procediendo a la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor que ha fallado.

6.1.3 Protección de distancia (21/21N)

La protección de distancia es una protección capaz de discriminar entre faltas cercanas y faltas lejanas, aplicando diferentes tiempos de disparo según la distancia de la falta, rápido para faltas cercanas y retardado para faltas más lejanas.

El funcionamiento de esta protección, figura 6-8, se basa en medir el módulo y argumento de la impedancia de falta, es decir, la impedancia de la línea desde la posición de la protección hasta la falta. Esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea hasta la falta, cuanto más cerca está la falta, menor es la impedancia de falta. La protección determina la impedancia de falta, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito.

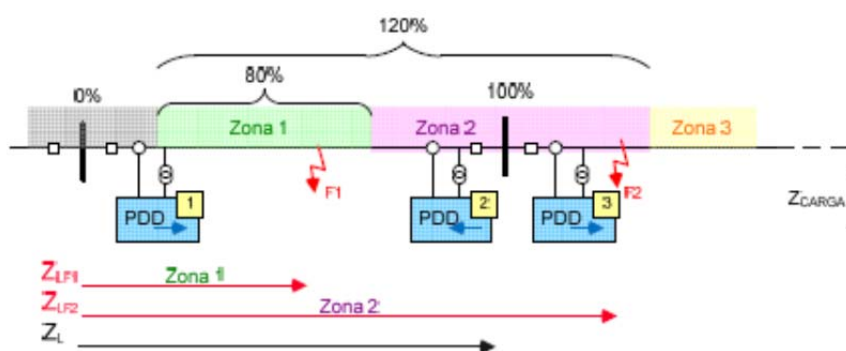


Figura 6-8. Esquema de funcionamiento de la protección a distancia direccional.

Para obtener la selectividad deseada la protección de distancia no puede ser ajustada para cubrir el total de la línea es por esto que se ajusta una primera zona para cubrir aproximadamente el 80% de la línea, cuando la impedancia medida sea inferior a este valor se considerará falta cercana. La segunda zona cubrirá hasta el 120% de la línea, cuando la impedancia medida se encuentra en esta zona se considera falta lejana por lo que se seleccionará un tiempo de retardo que permita la coordinación con otras protecciones.

Para garantizar la selectividad de la protección, la segunda zona requiere de un esquema de teleprotección, el cual permite la transmisión de información lógica entre protecciones para su correcto funcionamiento.

Como la protección de distancia depende de las tensiones en la línea tiene problemas de operación en ausencia de esta tensión, como en los siguientes casos:

- Energización de la línea con falta (*Switch on to Fault*): El relé de distancia debe contar con una función adicional que le permita detectar una falta al momento de energizar la línea, ya que siempre existe la posibilidad de energizar sobre una falta.
- Pérdida de la Tensión de Medida (*Loss of Voltage*): El relé de distancia debe contar con un bloqueo de su operación cuando se pierde la medida de la tensión de la línea, también es necesaria una alarma.

6.1.4 Protección diferencial (87)

Como ya se adelantó en el capítulo 5 de este proyecto, *El sistema de protección*, las protecciones diferenciales se utilizan en subestaciones eléctricas de alta tensión para la protección de los siguientes equipos eléctricos:

- Protección de líneas y cables.
- Protecciones de barras.
- Protecciones de transformadores o autotransformadores.
- Protecciones de reactancia.

Cuando se trata de la protección del transformador, la nomenclatura utilizada según el código ANSI para este caso es (87T). La protección diferencial es una de las protecciones principales del equipo, se usa para despejar las diferentes faltas que se pueden ocurrir en las distintas partes de un transformador (en los bobinados, en el cambiador de tomas o en el núcleo) evitando que se pueda producir una propagación de la falta y causar serios daños en el transformador que pueden llegar incluso a producir el incendio del transformador.



Capítulo VI. Función de las protecciones y sistema de control

Para la coordinación de esta protección existen varios aspectos a tener en cuenta para su correcto funcionamiento ya que no son causa de falta:

- En el momento de la energización, el transformador demanda una alta corriente de arranque que sirve para magnetizarlo y que provoca una fuerte diferencia de corrientes entre ambos extremos de la zona protegida.
- Si existe un transformador de puesta a tierra dentro de la protección diferencial, constituye una fuente de corrientes homopolares y por tanto, será causa de una corriente diferencial.

Al producirse una falta se debe dar la apertura a los interruptores que conectan el transformador al sistema de potencia al mismo tiempo, se debe bloquear su cierre mediante un relé auxiliar para impedir la reconexión hasta que se verifique la causa de la falta (87B) y que el equipo esté en condiciones de ser nuevamente energizado. Esto es debido a la gran selectividad de la protección diferencial, con lo que cuando esta protección actúa es debido inequívocamente a una falta interna en el transformador, y no es segura su reconexión posterior.

Junto con la protección diferencial (87T) en los transformadores se incluye una protección de respaldo, la protección utilizada en este caso es la protección de sobreintensidad de fases y neutro (87R). Esta puede detectar las faltas en el transformador y al ser una protección abierta, cubre faltas externas al transformador y en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria a las protecciones totalmente selectivas como la protección diferencial.

6.1.5 Protección de máxima (59) y mínima tensión (27)

Cuando se tienen niveles de tensión elevados en el sistema se puede llegar a superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados los equipos.

Las sobretensiones permanentes que soportan los equipos provocan una disminución de su vida útil, por esto es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor.

6.1.6 Relé de disparo y bloqueo (86).

Este relé se usa como un relé auxiliar para controlar el disparo y bloqueo del interruptor, estos relés generalmente son de tipo electromecánico y deben energizarse cuando operen los relés principales de protección.

6.2 Sistema de control

A la hora de diseñar el sistema de control de una subestación de alta tensión, los objetivos principales son la confiabilidad y la reducción de costes. Actualmente la utilización de la tecnología disponible, basada en el uso de IEDs (“Intelligent Electronic Device”) tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando redes LAN (“Local Area Network”) de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitorización en una subestación eléctrica de alta tensión. La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y la monitorización en un sistema integrado común, brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.

6.2.1 Estructura general de los sistemas de control de subestaciones.

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma, en tres sectores:

- *Nivel de campo:* conformado por los equipos del patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión)
- *Nivel de control de bahía:* conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación como lo son: armarios



Capítulo VI. Función de las protecciones y sistema de control

de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

- *Nivel de control de subestación:* a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación, y manejo de los servicios auxiliares.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control (ver figura 6-9) con dos niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información. Y un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de los datos de:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

Parámetros que serán transmitidos a los niveles de control superior; y la operación de los equipos de maniobra:

- Interruptores.
- Seccionadores.

Donde las órdenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores.



Figura 6-9. Estructura lógica del sistema de control.

Todo esto se realiza a través de los equipos HMI (*Human Machine Interface*), utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación con redundancia.

Para realizar el control de la subestación desde centros remotos tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales se utiliza un interfaz de comunicaciones hacia estos niveles superiores (*gateway*), esto se logra a través de la transferencia de estados, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Generalmente se emplean protocolos no propietarios IEC para poder integrar sistemas de diferentes fabricantes y permitir una fácil expansión o actualización del sistema en caso de requerirse.

6.3 Descripción general de los equipos

En los siguientes apartados del capítulo se realizará una breve descripción de los equipos necesarios para realizar las funciones de protección del transformador anteriormente descritas que junto al resto de equipos de protección de la subestación conformar el sistema de protección y control de todos los elementos que componen la subestación.

6.3.1 Equipo de Sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64

El equipo digital 7SJ64 (figura 6-10) es una protección multifuncional con funciones de protección, control y mando para las salidas de barras. Su aplicación principal es protección principal o de reserva de líneas, transformadores y generadores, también tiene aplicación como protección de motores asíncronos de cualquier dimensión [13]. Está diseñado para sistemas de todos los niveles de tensión, alimentados por uno o por los dos extremos y con el neutro aislado, puesto a tierra o compensado.



Figura 6-10. *Equipo de Sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64*

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Las funciones implementadas en este equipo son:

- Protección de sobreintensidad trifásica de fases (50/51).
- Protección de sobreintensidad de neutro calculada y medida independientemente (50N/51N).
- Protección de sobrecarga por imagen térmica (49).
- Protección contra carga desequilibrada (46).

- Control de subintensidad (37).
- Dirección de la secuencia de fases (47).
- Protección sobretensión homopolar (59N/64).
- Protección de fallo de interruptor (50BF).
- Funciones de supervisión, incluida la supervisión del circuito de disparo
- (74TC). Supervisión de los circuitos de cierre y disparo para cada interruptor de tensión
- Función de Bloqueo y rearme (86).
- Registro cronológico de los ocho últimos eventos.
- Transferencia de datos para perturbografía con un rango máximo de tiempo de 20 segundos.
- Contador de horas en servicio.

6.3.2 Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663

El equipo digital 6MD663 (figura 6-11) es un módulo de entradas/salidas con funciones de control. Su aplicación principal se encuentra en las redes de alta tensión para permitir realizar el control local del interruptor y los seccionadores que forman una posición. Las redes pueden ser de tipo aislada, compensada, o puesta a tierra con baja resistencia.

Las funciones de control permiten al usuario realizar las tareas de control de hasta 10 unidades de conmutación máximo mediante: el teclado integrado, las entradas binarias, DIGSI o un sistema de control. El estado de los equipos principales y de los elementos auxiliares será comunicado al relé en forma de entrada binaria, de este modo podrá detectar e indicar la posición abierto o cerrado.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Capítulo VI. Función de las protecciones y sistema de control

El número de entradas y salidas binarias y tensión auxiliar son algunas de las características que pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación.



Figura 6-11. Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663

➤ *Funciones de control*

El equipo 6MD663, tiene capacidad para maniobrar hasta 6 aparatos de mando vía entrada binaria, teclado integrado, sistema de control de subestaciones integrado o software DIGSI.

El estado de los equipos principales así como de los elementos auxiliares será comunicado al equipo 6MD63 vía entrada binaria, de este modo el equipo podrá detectar e indicar las posiciones Abierto, Cerrado.

Mediante la ayuda de una autoridad de conmutación, es posible determinar si un comando de control es permitido de modo remoto, local o no disponible.



VII. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS



CAPITULO VII

SISTEMA DE MONITORIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

El sistema de monitorización de los equipos de las subestaciones eléctricas complementa al sistema de protección y control ayudando a evitar que se produzcan faltas en los equipos de las subestaciones eléctricas que puedan llegar a comprometer la calidad del suministro.

La monitorización se realiza a través de un conjunto de equipos y en una serie de sensores instalados en los equipos de la subestación y recopilan una serie de datos predeterminados por la compañía con el fin de realizar un correcto mantenimiento y prevenir la aparición de faltas.

Actualmente y debido a que el aumento de los requerimientos legales en cuanto a la calidad del suministro y la necesidad de reducir los costes de mantenimiento obligan a realizar análisis de riesgos y a sustituir el mantenimiento reactivo, o incluso el mantenimiento preventivo (offline) basado en las horas de funcionamiento, por un mantenimiento predictivo basado en las condiciones de funcionamiento (online).

7.1 Tipos de monitorización

7.1.1 Monitorización periódica

La monitorización periódica (*off-line*), se basa en la comprobación periódica de parámetros previamente definidos, a través de la realización de una serie de revisiones de los elementos físicos de la red cuya periodicidad viene determinada por las recomendaciones del fabricante del equipo. En este tipo de monitorización las principales ventajas son:

- El equipo de diagnóstico se conecta únicamente a unos sensores o equipos durante el análisis, se obtiene un valor y si excede los límites normales, se realiza el mantenimiento.

Entre los inconvenientes de la utilización de este sistema para el mantenimiento de los equipos se encuentra:

- Fijar el límite a partir del cual se considera necesario efectuar el mantenimiento.
- La detección de una situación grave puede producirse tarde.

7.1.2 Monitorización continua

La monitorización continua (*on-line*) presenta una serie de ventajas respecto a la monitorización periódica que hacen que este tipo de monitorización sea más ventajoso, por los siguientes motivos:

- Se efectúa de forma permanente durante la vida útil de la aparamenta y equipos principales.
- Existe una supervisión continua de los equipos, que permite un análisis de la tendencia de su estado y reconoce desviaciones del funcionamiento de los equipos en una fase temprana.

Este sistema precisa sensores y equipos instalados permanentemente en los equipos de la subestación, lo que incrementa significativamente el coste en las instalaciones de nueva construcción, aun así es una medida que exigen los gestores de las nuevas subestaciones a las compañías instaladores a la hora de planificar un proyecto de nueva construcción ya que reduce la probabilidad de fallo del equipo y, por tanto, la probabilidad de incurrir en unos costes de reparación de daños elevados. Además a pesar de las dificultades para la instalación de este tipo de sistema de monitorización en instalaciones, muchas compañías están optando por adaptar estos sistemas a sus subestaciones para un mejor control y mantenimiento de las mismas.

7.2 Tipos de mantenimiento

La tendencia actual [7] sugiere un mantenimiento de tipo predictivo a través de la monitorización continua, que permite prevenir los fallos mediante la detección de síntomas previos a un fallo en alguno de los equipos que componen la subestación eléctrica. Estas advertencias se conocen como fallos potenciales, y se definen como las condiciones físicas identificables que indican que va a ocurrir un fallo funcional o que



Capítulo VII. Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas.

está en proceso de ocurrir. El objetivo del mantenimiento predictivo es poder determinar cuándo ocurren los fallos potenciales de forma que pueda hacerse una intervención en el equipo antes de que se conviertan en verdaderos fallos funcionales.

El mantenimiento predictivo tiene dos tendencias principales, el mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM) comúnmente la tendencia más valorada y más utilizada, y el mantenimiento basado en la condición (BC). Ambas tendencias serán objeto de un pequeño resumen a continuación para obtener una visión más global del mantenimiento en subestaciones:

7.2.1 Mantenimiento basado en la condición (BC)

El mantenimiento predictivo o basado en la condición (BC), consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares y tomar acciones para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según la condición del equipo. Incluye tanto las inspecciones objetivas (con instrumentos), como la reparación del defecto (falta potencial).

7.2.2 Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM)

El RCM es un conjunto de métodos y herramientas para determinar el mínimo conjunto de tareas de mantenimiento necesario para atacar adecuadamente los fallos críticos de los diferentes elementos, sin comprometer la fiabilidad del servicio y optimizando el coste. Se trata de un método cualitativo que combina estrategias de mantenimiento correctivo y preventivo.

El mantenimiento definido por condiciones aportará los siguientes beneficios:

- Reducción de costes de mantenimiento y logística.
- Optimización de la frecuencia de las revisiones requeridas.
- Mejora de la disponibilidad de los elementos.
- Protección frente al fallo de elementos críticos.
- Permite determinar si es más económico sustituir o renovar un elemento dadas ciertas condiciones.

- Disminuye el uso de tareas intrusivas que pueden inducir a fallos en los elementos.

Sin embargo, existen distintas barreras que dificultan su implantación como son:

- La imposibilidad de monitorizar continuamente un dispositivo a coste razonable.
- La incapacidad de los sistemas para aprender e identificar fallos inminentes.
- Recomendar acciones proactivas de mantenimiento.
- La incapacidad de predecir y modelar de manera fiable la vida restante.
- La diferente capacidad de predicción en función del dispositivo.

El procedimiento RCM se apoya en técnicas de análisis de fallos como son la detección anticipada de fallos mediante monitorización, análisis y diagnóstico. A partir de las magnitudes obtenidas en la actividad de monitorización, se debe definir una serie de modelos de análisis según el tipo de equipo de la subestación que sea objeto del estudio de monitorización.

También se apoya en el registro histórico de eventos, ya que es necesario disponer de un histórico de incidentes imprevistos producidos en cada instalación. Para cada tipo de incidente se deben definir los diferentes eventos previos que se han producido, los elementos que han fallado en cada falta, y para cada elemento se debe identificar su modo de fallo y la causa que lo ha provocado. El objetivo es obtener una frecuencia de aparición de las diferentes causas de modos de fallo, y priorizar las acciones de mantenimiento para su eliminación.

Con todos los datos analizados que se recogen en la monitorización de los equipos, se procede a realizar una evaluación del estado y una toma de decisiones de actuación que se basa a los modelos de diagnóstico previamente realizados, con el objetivo de conocer el estado de los equipos en el momento de realizar la medición, y poder hacer una proyección del estado futuro, permitiendo realizar la detección anticipada de fallos y servir de apoyo al mantenimiento predictivo en la toma de decisiones de actuación mediante las conclusiones obtenidas y la realización de un estudio técnico-económico.

7.3 Principales variables monitorizadas

Se monitorizará el transformador [5] de la subestación y se emplearán sensores a los que se acoplarán los transmisores inalámbricos (wireless) para la recepción de los datos que permiten una serie de diagnósticos del equipo.

En la figura 7-1 se observa un esquema tipo de la monitorización utilizada para un transformador de potencia, pudiéndose apreciar los distintos parámetros que se pueden monitorizar del transformador, el tipo de conexión con la sala de control de la compañía y una muestra de la ventana del software utilizado para la visualización de los parámetros registrados en el transformador.

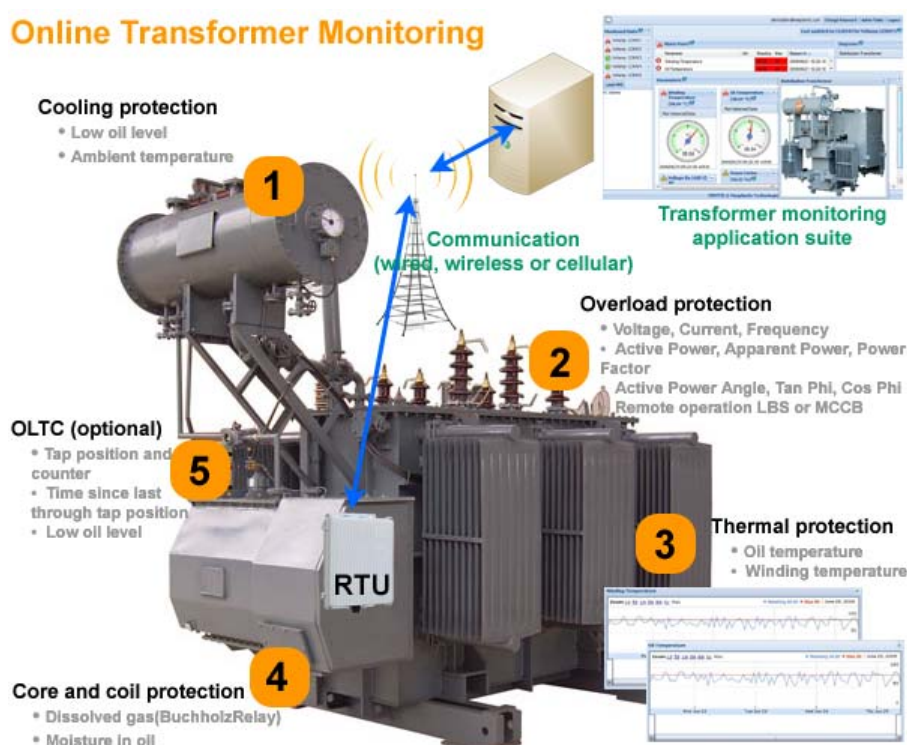


Figura 7-1. Esquema tipo de la monitorización utilizada para un transformador de potencia.

El sistema es capaz de registrar datos del transformador como son:

- Temperatura del aceite y arrollamientos. Temperatura ambiente.
- Presión y nivel del aceite.
- Tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y factor de potencia.
- Datos sobre el cambiador de tomas en carga (posición, tiempo desde el último cambio de posición y nivel de aceite).
- Estado de bombas y ventiladores del sistema de refrigeración
- Gases disueltos en el aceite. Humedad del aceite.

La figura 7-2 muestra la disposición de los equipos y sensores para la obtención de los parámetros antes descritos.

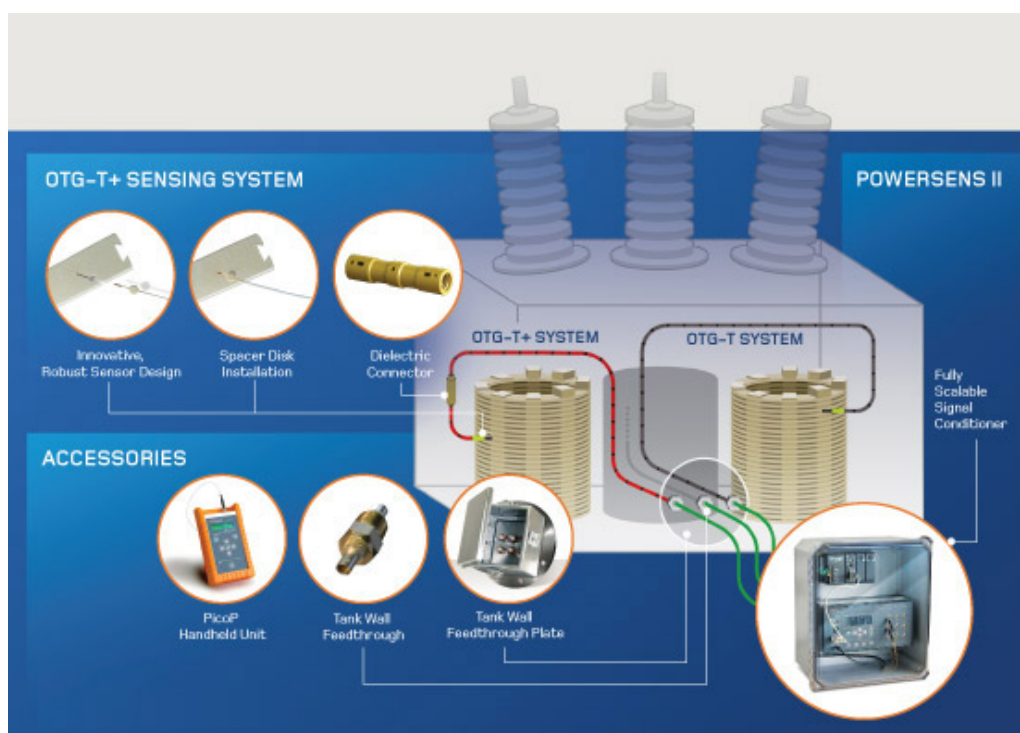


Figura 7-2. Muestra la disposición de los equipos y sensores.

7.4 Modelos de mantenimiento y prevención

Con los datos obtenidos a través del sistema de monitorización, existen una serie de modelos que establecen un protocolo de actuación para el mantenimiento preventivo del transformador, los modelos comúnmente utilizados son:



- Modelo punto más caliente devanado (Hot-spot).
- Modelo de envejecimiento (Aging).
- Modelo de análisis de gases disueltos (DGA).

Estos modelos permiten un mantenimiento preventivo del transformador, que permite operar el transformador dentro de los valores de la norma alargando su vida útil y evitando cortes en el suministro debidos a graves fallos en el transformador de potencia. A continuación se explican en qué parámetros recogidos por el sistema de monitorización se basan los modelos de mantenimiento preventivo.

7.4.1 Modelo del punto más caliente del devanado (Hot-spot).

El tiempo, cargas elevadas o fluctuantes, vibraciones, fatiga de materiales, condiciones ambientales, etc. provocan que tanto los componentes como las superficies de contacto se vayan deteriorando, y por tanto aumentando la resistencia eléctrica.

Este aumento de resistencia genera inevitablemente un aumento de la temperatura del componente que, en ocasiones, puede producir problemas eléctricos como cortocircuitos o faltas en la alimentación a otros sistemas (puntos calientes), pero además puede derivar otros riesgos como incendios o fallos graves de funcionamiento.

Detectar este incremento de temperatura sin modificar las condiciones de trabajo, es fundamental para poder adelantarse a la avería y de esta manera evitar un posible desastre a futuro. Es aquí donde la termografía infrarroja se convierte en un instrumento eficaz en el mantenimiento predictivo y preventivo ya que de una manera rápida y visual el termógrafo podrá determinar el estado de la instalación eléctrica así como de los componentes que la forman.

Para un proceso de producción de 24 horas continuas al año, se recomienda, normalmente, una inspección termográfica cada seis meses.

Con el Mantenimiento Predictivo mediante Termografía, se evitan reparaciones innecesarias y se acortan los tiempos de aquellas que son indispensables.

Las ventajas del análisis termográfico son:

- La medición se efectúa a distancia sin interrumpir el sistema o proceso.
- Equipos siempre listos para la producción.
- Menor consumo de repuestos.
- Optimización de procesos.
- Presupuestos de mantenimiento más reales.
- Disminución en reparaciones preventivas.
- Identificación de los puntos más vulnerables del proceso.
- Aumento de productividad.

La capacidad de carga de los transformadores de potencia está limitada principalmente por la temperatura del bobinado. El ensayo de calentamiento tiene como objeto demostrar que, a plena carga y a temperatura ambiente nominal, la temperatura media de refrigeración no deberá exceder los límites establecidos por los estándares del sector. Sin embargo, la temperatura del bobinado no es uniforme. La zona punto caliente se encuentra en algún lugar hacia la parte superior del transformador, que no es accesible para la medición directa con los métodos convencionales.

El desarrollo reciente de métodos de cálculo de la temperatura empleado por la *IEEE* e *IEC* han proporcionados las directrices para el cálculo de la temperatura del punto más caliente, a partir de datos que pueden ser convenientemente medidos y de los parámetros derivados del ensayo de calentamiento o los cálculos del fabricante. El método de cálculo se basa en la medición de la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba del transformador y de la diferencia de temperatura entre el punto más caliente y del aceite de la parte superior. Este aumento de la temperatura es proporcionado por el fabricante, basado en su modelo de flujo de aceite y la distribución de las pérdidas en el bobinado [7]. A partir de entonces la temperatura de punto caliente se puede calcular para cualquier carga utilizando la relación estándar:

$$tita(hs) = (tita(to) + deltatita(hr)) * \left(\frac{l}{i(r)}\right) * e^{2m}$$

Donde:

tita(hs) = Temperatura del punto caliente.

tita(to) = Top-la temperatura del aceite.

deltatita(hr) = Calificación de puntos calientes por encima de la temperatura del aceite superior.

i(r) = Corriente de carga.

m = Corriente nominal.

Esta fórmula se completó con una función exponencial para tener en cuenta la inercia térmica de la bobina cuando experimenta un repentino incremento en la carga.

La figura 7-3 muestra el factor de envejecimiento del aislamiento de un transformador en función de la temperatura del punto caliente del mismo.

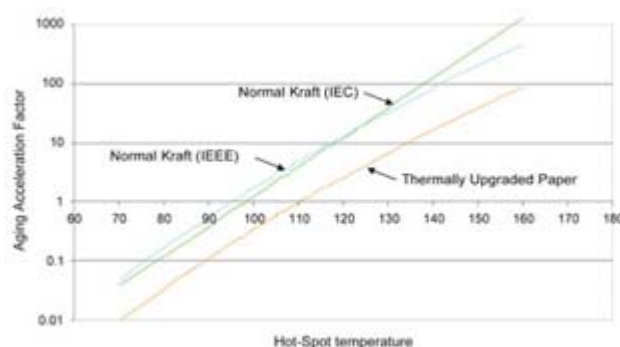


Figura 7-3. Factor de envejecimiento del aislamiento en función de la temperatura del punto caliente.

El diagrama térmico de temperaturas internas del transformador y el arrollamiento según IEC 60076-7 / 2005, se muestra en la figura 7-4.

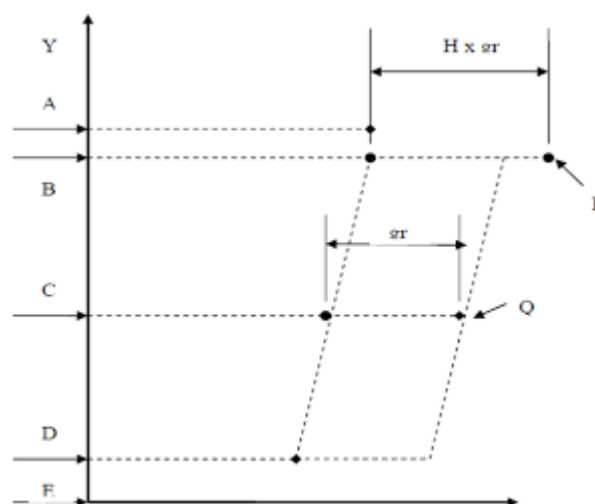


Figura 7-4. Diagrama térmico de temperaturas internas

X- eje: Temperaturas.

Y- eje: Posiciones relativas Punto medido Punto calculado.

Donde:

A: Temperatura Top Oil como promedio de Temp. Aceite de salida y pozo de termómetro de Cuba.

B: Temperatura media del aceite superior de Cuba en bobina superior (similar a A).

C: Temperatura de aceite en el medio de la Cuba.

D: Temperatura de aceite inferior en Cuba.



Capítulo VII. Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas.

gr: Gradiente Térmico a corriente nominal entre temperatura media de bobinado y media de aceite.

H: Factor de Hot Spot. (Punto Caliente)

P: Temperatura de Hot Spot.

Q: Temperatura media de bobinado medida por resistencia (Ensayo de Calentamiento)

Este modelo de prevención establece un protocolo de actuación en transformadores recogido en la norma en función del incremento de temperatura que presenta el transformador basándose en el método de la temperatura del punto caliente anteriormente explicado.

Las recomendaciones que establece este modelo se recogen en la tabla 7-1.

Sobrecalentamiento	Clasificación	Intervención
1°C – 5°C	Seguimiento	<p>*Aplicar seguimiento con termografía para determinar tendencias.</p> <p>*Aplicar diagnóstico con descargas parciales.</p> <p>*Hacer diagnóstico con medición de gases disueltos en aceite.</p>
5°C – 10°C	Pruebas a realizar	<p>Opcional</p> <p>*Aplicar diagnóstico con descargas parciales.</p> <p>*Hacer diagnóstico con medición de gases disueltos en aceite.</p> <p>Recomendación</p> <p>*Sacar el equipo en vía libre y aplicar régimen de pruebas convencionales para determinar estado técnico.</p>
>10°C	Grave	<p>*Preparar la salida de servicio del transformador para reparación.</p> <p>Recomendable</p> <p>*Realizar régimen de pruebas de parada.</p>

Tabla 7-1. Recomendaciones de actuación ante sobrecalentamientos



7.4.2 Modelo de envejecimiento (Aging).

El grado de envejecimiento de un transformador está ligado al grado de envejecimiento de los aislamientos sólidos. El envejecimiento del papel aislante de un transformador está determinado por el grado de polimerización de la celulosa, ya que este parámetro guarda una estrecha relación con la resistencia a la tracción del papel y por tanto con la capacidad de que el transformador soporte los esfuerzos dinámicos de un cortocircuito.

Es bien sabido que los procesos de envejecimiento de los papeles aislantes generan compuestos furánicos, de los cuales el principal es el 2-Furfuraldehído (2FAL), de forma que el análisis de compuestos furánicos puede ser utilizado para estimar el grado de envejecimiento del papel aislante.

Cuando se degrada el papel aislante ubicado en el interior del transformador, el valor del grado de polimerización disminuye y se producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y furanos (de los cuales el principal es el 2-Furfuraldehído, 2FAL).

A raíz de la presencia de estos compuestos derivados de la degradación del papel aislante, se han elaborado tres métodos con los cuales se pueden detectar cambios en la condición de la celulosa del papel: medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO₂).

Las causas de la degradación del papel y la aparición de furanos se debe a las sobretensiones presentadas en el devanado del transformador, ya sea por una sobrecarga o por la presencia de faltas recientes, se han encontrado cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite [7]. Las temperaturas a las cuales ocurre la degradación de la celulosa y la presencia de niveles anormalmente altos de oxígeno y humedad, determinan qué compuestos son formados, tomando en

consideración que el mecanismo de hidrólisis oxidativa es la fuente más importante del furano tipo 2-FAL.

La aparición de este compuesto se considera más importante al momento de estimar el cambio del grado de polimerización promedio:

$$\text{Grado de polimerización (GP)} = [\text{Log}(2\text{FAL } 0.88) 4.51] / (0.0035)$$

También se puede utilizar para el cálculo del grado polimerización el total de los furanos:

$$\text{Grado de polimerización (GP)} = [\text{Log}(\text{total furanos}) 4.0355] / (0.002908)$$

Con el grado de polimerización (GP) se puede calcular una estimación de la vida del aislamiento:

$$\% \text{Vida Utilizada} = [\text{Log}(\text{GP}) 2.903] / (0.006021)$$

*Los valores de *FAL* y el *total de furanos* están en partes por billón (ppb).

7.4.3. Modelo de análisis de gases disueltos (DGA).

El aceite tiene como funciones principal aislar eléctricamente, extinguir arcos y disipar el calor. Cuando una de estas funciones falta, la anomalía del transformador deja sus huellas en el aceite en forma de:

- Compuestos pesados (lacas, barnices y carbón).
- Compuestos livianos (gases de hidrocarburos). Estudiando los gases disueltos en el aceite, puede examinarse el estado eléctrico interno del transformador sin necesidad de desencubarlo. Los gases clave son:



- Metano.
- Etano.
- Etileno.
- Acetileno.
- Hidrógeno.

Ante una falta térmica que produzca calentamiento, el aceite absorberá energía y reaccionará liberando metano e hidrógeno. Si el calentamiento es severo, liberará también etileno. Y si existen asociados arcos de alta energía, el aceite generará acetileno

➤ *Acetileno (C_2H_2)*

Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo. En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, y un análisis total de los gases se requiere antes de realizar cualquier trabajo.

➤ *Metano (CH_4)*

Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, es importante determinar el grado de producción.

➤ *Etano (C_2H_6)*

Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite.

➤ *Etileno (C_2H_4)*

Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

➤ *Hidrógeno (H_2)*

Este gas se genera en cualquier falta incipiente, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

➤ *Monóxido de carbono (CO)*

Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas del aislamiento de celulosa.

➤ *Dióxido de carbono (CO₂)*

El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO₂ a CO es mayor de 11, algún sobrecalentamiento está afectando al aislamiento de celulosa.

➤ *Totalidad de gases combustibles*

La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases, sin incluir a CO₂ por no ser combustible. Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras

Existen numerosos métodos disponibles para asistir la interpretación de los datos de gases disueltos en el aceite. Generalmente, se utilizan las relaciones de los diferentes gases, algunos de los métodos utilizados son por ejemplo:

- Las relaciones de Rogers.
- Triangulo de Duval.
- Dronenburg.

Estos métodos dan alguna indicación de las posibles áreas involucradas. Los laboratorios utilizan estos métodos para la interpretación de los gases disueltos y dan sus recomendaciones. Se requieren generalmente datos históricos para dar una más precisa visión de los gases generados, y su acumulación durante algunos ciclos tiene una significativa influencia en los análisis. A modo de ejemplo de unos de estos métodos la tabla 7-2 indica las relaciones de Rogers para la interpretación de los análisis de gases disueltos.

Capítulo VII. Sistema de monitorización de las subestaciones eléctricas.

Relación de gases	Tipo de gas	Rango	Código
(A) CH ₄ /H ₂	Metano/hidrógeno	< 0.1 0.1 a 1 1 a 3 >3	5 0 1 2
(B) C ₂ H ₆ /CH ₄	Etano/metano	<1 >1	0 1
(C) C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Etileno/etano	<1 1 a 3 >3	0 1 2
(D) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Acetileno/etileno	< 0.1 0.1 a 3	0 2

(A)	(B)	(C)	(D)	Características de la falla generalizada
0	0	0	0	Ninguna falla; deterioro normal.
5	0	0	0	Descargas parciales de baja densidad de energía; posible fisura; controlar los niveles de CO.
5	0	0	1	Descargas parciales de alta densidad de energía; posible fisura; controlar los niveles de CO.
0	0	0	1	Descargas de baja energía; contorneo sin potencia.
0	0	1	>0	Descargas de baja energía; chisporroteo continuo a potencial flotante.
0	0	2	>0	Descargas de alta energía; arco con potencia a través del aislamiento del conductor con calentamiento localizado.
0	0	1	0	Sobrecalentamiento de la aislación del conductor.
1	0	0	0	Falla térmica de bajo rango de temperatura (< 150 °C).
> 0	1	0	0	Falla térmica rango de temperatura de 100 a 200 °C.
1	0	1	0	Falla térmica rango de temperatura de 150 a 300 °C; con sobrecalentamiento del conductor.
>0	0	2	0	Falla térmica de alta temperatura (300 a 700 °C) contactos defectuosos, núcleo, corrientes de circulación en el tanque, etc.

Tabla 7-2. Relaciones de Rogers



VIII. MEMORIA ECONÓMICA

CAPITULO VIII

MEMORIA ECONOMICA

Para finalizar el proyecto, se incluye una memoria económica donde se especifica los precios detallados para el transformador de potencia utilizado en la futura subestación del proyecto 'Bioparque Navalmoral', así como los equipos de protección descritos a lo largo de este proyecto para el correcto funcionamiento del mismo detallando en el desglose económico las condiciones de entrega del material según los INCOTERMS 2010.

8.1 Condiciones de entrega

Los INCOTERMS 2010, , son reglas internacionales para la interpretación de los términos comerciales más utilizados en las transacciones internacionales, cuyo alcance se limita a los derechos y obligaciones de las partes en un contrato de compraventa, y a la relación entre vendedores y compradores en dicho contrato con respecto a la entrega de las mercancías vendidas. La tabla 8-1 muestra los diferentes términos que existen así como su alcance.



Capítulo VIII. Memoria económica

Incoterms® 2010 de la Cámara de Comercio Internacional (ICC)		PAÍS, CIUDAD, LUGAR DE ORIGEN						TRANSPORTE PRINCIPAL		PAÍS, CIUDAD, LUGAR DE DESTINO			
		Embalaje verificación control	Licencias autorizaciones otras formalidades	Carga al camión o contenedor en fábrica o almacén	Transporte interior país de origen, De fábrica a puerto, a aero- puerto a terminal o a transportista,	Formalidades aduaneras exportación,	Costes manipulación terminal origen, Puerto, aeropuerto, tir, tren, etc	Transporte principal internacional	Seguro mercancía Seguro transporte	Costes manipulación terminal destino, Puerto, aeropuerto, tir, tren, etc	Formalidades aduaneras importación, Arancel, impuestos interiores y especiales, y trámites	Transporte interior país de destino, De puerto, aeropuerto o terminal a fábrica u operador logístico.	Recepción y descarga
Incoterms® 2010 ICC - REGLAS PARA CUALQUIER MODO O MODOS DE TRANSPORTE													
EXW Ex works, Franco fábrica,	A	Coste			A1								
	Riesgo												
FCA Free carrier, Franco porteador	B	Coste			B1	B2							
	Riesgo												
CPT Carriage paid to, Transporte pagado hasta,	C	Coste						C1	C2				
	Riesgo												
CIP Carriage and insurance paid to, Transporte y seguro pagado hasta,	D	Coste						D1	D2	*			
	Riesgo												
DAT Delivered at terminal, Entrega en terminal.	E	Coste								E1			
	Riesgo												
DAP Delivered at place, Entrega en lugar.	F	Coste										F1	
	Riesgo												
DDP Delivered duty paid, Entrega derechos pagados.	G	Coste									G1		
	Riesgo												
Incoterms® 2010 ICC - REGLAS PARA TRANSPORTE MARÍTIMO Y VÍAS NAVEGABLES INTERIORES													
FAS Free alongside ship, Franco al costado del buque.	H	Coste											
	Riesgo												
FOB Free on board, Franco a bordo.	I	Coste					I1						
	Riesgo												
CFR Cost and freight, Coste y flete.	J	Coste						J1	J2				
	Riesgo												
CIF Cost, insurance and freight, Coste seguro y flete.	K	Coste						K1	K2	*			
	Riesgo												
		Vendedor	Comprador	El vendedor debe proporcionar la documentación necesaria para la exportación y el comprador los de importación a petición riesgo y a expensas del demandante.				Dependiendo del lugar de entrega pactado	*	Obligatorio	1= Recomendaciones generales	A= Recomendaciones particulares	
remigipalmés		Manual para el uso de esta tabla: www.incoterms-2010.com/manual-tabla										www.remigipalmes.com	

Tabla 8-1. INCOTERMS 2010

Entre las modalidades existentes, en la memoria se han incluido dos opciones a elección del cliente, EXW y DDP, opciones que se explican a continuación:

- EWX (Ex Work–en Fábrica), El vendedor considera realizada la entrega de la mercancía cuando la pone a disposición del comprador en su local comercial (taller, fábrica, etc.) o en el lugar convenido en el contrato, sin despacharla para la exportación ni cargarla en un vehículo receptor.
- DAP (Delivered At Place–Entregada, derechos pagados), El vendedor realiza la entrega cuando la mercancía es puesta a disposición del comprador, despachada de aduana para la importación y no descargada de los medios de transporte, a su llegada al lugar de destino convenido. Este término representa la obligación máxima que puede contraer el vendedor, y puede ser utilizado con independencia del modo de transporte.

8.2 Suministro de equipos.

Esta memoria económica está enfocada desde el punto de vista comercial, como proveedor de los equipos para el desarrollo del proyecto, sin tener en cuenta coste el desarrollo de la ingeniería y la instalación en obra de los mismos.

Se divide en dos apartados, el primero de ellos con los datos del transformador de potencia, ensayos adicionales y repuestos recomendados, así como el planteamiento de dos opciones con diferentes las condiciones de entrega.

- La opción 1 estipula que las condiciones de entrega son EXW, según INCOTERMS 2010. Es decir, el suministro de los equipos es entregado por el proveedor directamente en fábrica, cuyo lugar de la misma es previamente acordado. Para nuestro caso el suministro de los transformadores se realiza en la fábrica de Siemens S.p en Trento (Italia).

- La opción 2, es con entrega DAP Navalmoral de la Mata (España), según INCOTERMS 2010. Los equipos son entregados obra, destino previamente acordado por las partes.

En el segundo apartado se estima el coste los equipos necesarios para el sistema de protección del transformador descritos a lo largo de este proyecto.

Los precios que aparecen en la memoria económica son precios en Euros (€), sin IVA ni ningún impuesto que se pueda aplicar en el país de origen o destino según las condiciones de entregas descritas para las distintas opciones, según INCOTERMS 2010.

Los precios descritos son precios estimativos y han sido tomados como referencia para un proyecto en vía de estudio previo.



Capítulo VIII. Memoria económica

8.2.1 Suministro del transformador

Item 1						
TRANSFORMADOR DE POTENCIA						
OPCION 1 PRECIO EXW						
Potencia (MVA) ONAN/ONAF	Fabricante	Relación de transformación en vacío (kV)	Grupo de conexión	Unidades	Precio unitario	Precio Total
50/55	SIEMENS	150 ± 10x1% / 30	Ynd11	1	454.525,60 €	454.525,60 €
Concepto				1		
Ensayos de rutina				1	Incluido	Incluido
Supervisión del montaje del transformador				1	Incluido	Incluido
Montaje y puesta en marcha				1	28.572,20 €	28.572,20 €
TOTAL					483.097,80 €	483.097,80 €

OPCION 2 PRECIO DAP						
Potencia (MVA) ONAN/ONAF	Fabricante	Relación de transformación en vacío (kV)	Grupo de conexión	Unidades	Precio unitario	Precio Total
50/55	SIEMENS	150 ± 10x1% / 30	Ynd11	1	543.913,00 €	543.913,00 €
Concepto				1		
Ensayos de rutina				1	Incluido	Incluido
Supervisión del montaje del transformador				1	Incluido	Incluido
Montaje y puesta en marcha				1	28.572,20 €	28.572,20 €
TOTAL					572.485,20 €	572.485,20 €

ENSAYOS ADICIONALES		
Concepto	Precio unitario	Precio total
Ensayo calentamiento	5.377,00 €	5.377,00 €
Medición de nivel sonoro	1.554,20 €	1.554,20 €
Cálculo de resistencia y reactancia, lado AT y MT	1.995,00 €	1.995,00 €
Descargas parciales de larga duración	25.175,00 €	25.175,00 €
Radio Interferencia	1.679,60 €	1.679,60 €
Curva de saturación	532,00 €	532,00 €
FRA-Análisis de respuesta de frecuencia	2.280,00 €	2.280,00 €
TOTAL		38.592,80 €
* Los ensayos se realizarán en la propia fábrica de elaboración del transformador, propiedad de Siemens. El cliente podrá asistir a dichos ensayos, con un coste adicional detallado en la siguiente cotización.		
ASISTENCIA A LAS PRUEBAS DE ENSAYO EN FÁBRICA		PRECIO TOTAL
Precio persona/día (incluye traslado)		500,00€

REPUESTOS RECOMENDADOS			
Concepto	Fabricante	Precio unitario	Precio total
SECADOR DE AIRE CON SILICA GEL	COMEN	228,00 €	228,00 €
RELE BUCHHOLZ TC-2 C/REED SWITCH	COMEN	304,00 €	304,00 €
INDICADOR DEL NIVEL DEL ACEITE	ABB	152,00 €	152,00 €
INDICADOR DEL NIVEL DEL ACEITE	ABB	152,00 €	152,00 €
VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN	ABB	304,00 €	304,00 €
RELE REGULADOR DE TENSION	SIEMENS	2.280,00 €	2.280,00 €
MONITOR DE TEMPERATURA	SIEMENS	2.280,00 €	2.280,00 €
BUSHING BT	SIEMENS	532,00 €	532,00 €
BUSHING AT	SIEMENS	2.280,00 €	2.280,00 €
JUEGO DE EMPAQUETADURAS	SIEMENS	1.520,00 €	1.520,00 €
TOTAL			10.032,00 €



Capítulo VIII. Memoria económica

RESUMEN DE PRECIOS	Precio transformador	Precio ensayos	Precio repuestos	Precio Total	TOTAL
Opción 1	483.097,80 €	38.592,80 €	10.032,00 €	531.722,60 €	531.722,60 €
Opción 2	572.485,20 €	38.592,80 €	10.032,00 €	621.110,00 €	621.110,00 €

Capítulo VII. Memoria económica

8.2.2 Suministro de los equipos de protección del transformador

Item 2

Protecciones del transformador 400/132Kv

LADO DE 400kv

Descripción	Unidades	Fabricante	Equipo	Precio unitario	Precio Total
Unidad de control de posición	1	SIEMENS	6MD6635-4EE92-0FA0+LOS	11.760,00 €	11.760,00 €
Protección de sobrecorriente(50/51/67)	1	SIEMENS	7SJ6415-5EE92-3FC7+LOS	8.340,00 €	8.340,00 €
Circuito de Supervisión de Disparo (74)	2	SIEMENS	7PA3032-3AA00-1	300,00 €	600,00 €
Relé auxiliar de bloqueo y rearme (86)	3	SIEMENS	7PA2632-1AA00-1	150,00 €	450,00 €
Relé auxiliar de disparo (94)	3	SIEMENS	7PA2732-0AA00-1	150,00 €	450,00 €
TOTAL					21.600,00 €

LADO DE 132kv

Descripción	Unidades	Fabricante	Equipo	Precio unitario	Precio Total
Protección de sobrecorriente de respaldo	1	SIEMENS	7SJ6221-4EB91+1BA0	2.790,00 €	2.790,00 €
Relé auxiliar de bloqueo y rearme (86)	3	SIEMENS	7PA2632-1AA00-1	150,00 €	450,00 €
Relé auxiliar de disparo (94)	3	SIEMENS	7PA2732-0AA00-1	150,00 €	450,00 €
TOTAL					3.690,00 €

Montaje y Cableado

Descripción	Unidades	Precio unitario	Precio total
Unidad de control de posición	1	900,00 €	900,00 €
Protección de sobrecorriente(50/51/67)	1	300,00 €	300,00 €
Circuito de Supervisión de Disparo (74)	2	100,00 €	200,00 €
Relé auxiliar de bloqueo y rearme (86)	3	150,00 €	450,00 €
TOTAL			1.850,00 €

RESUMEN DE PRECIOS

Descripción	Precio total
Protecciones del transformador 400/132Kv	25.290,00 €
Montaje y cableado	1.850,00 €
TOTAL	27.140,00 €

8.2.3 Resumen de precios

RESUMEN DEL PRECIO TOTAL OPC.1 EXW	
Descripción	Precio total
Precios transformador EXW	483.097,80 €
Ensayos adicionales	38.592,80 €
Repuestos adicionales	10.032,00 €
Sistema de proteccion Transformador de potencia	27.140,00 €
TOTAL	558.862,60 €

RESUMEN DEL PRECIO TOTAL OPC.2 DAP	
Descripción	Precio total
Precios transformador DAP	572.485,20 €
Ensayos adicionales	38.592,80 €
Repuestos adicionales	10.032,00 €
Sistema de proteccion Transformador de potencia	27.140,00 €
TOTAL	648.250,00 €



IX. CONCLUSIONES

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES

El presente proyecto fin de carrera ha sido realizado al amparo de una beca en la empresa Siemens Energy, en la cual me incorporé al departamento Trnasmission.

El proyecto se centra en la protección de un transformador de potencia. Para un estudiante de ingeniería este proyecto permite ampliar el conocimiento de los equipos eléctricos y ahondar en la selección de las protecciones de un equipo tan fundamental en una instalación como el transformador de potencia.

El correcto funcionamiento del transformador es básico para mantener el suministro eléctrico, por ello, la protección del mismo es una parte fundamental tanto en el suministro como en el diseño de las protecciones asociadas al transformador, además de hacer un correcto mantenimiento durante el servicio del transformador a lo largo de su vida útil.

El proyecto cumple los objetivos marcados surgidos de las necesidades antes descritas, pudiendo diferenciar en el desarrollo de la memoria dos partes, la descripción de equipos eléctricos y una segunda parte centrada en los elementos de protección de estos equipos.

9.1 Apartado de los equipos

En los primeros capítulos del proyecto se abarca el objetivo de tener una visión más amplia de los equipos eléctricos principales que forman una subestación y su importancia dentro del sistema eléctrico. Se realiza una descripción de los componentes que forman cada uno de estos equipos y su función dentro de la subestación y del sistema de protección.

9.2 Apartado de las protecciones

El objetivo principal del proyecto es seleccionar las protecciones asociadas al transformador de potencia usado en la subestación necesaria para la evacuación de la energía y conexas a la red de la futura planta de biomasa de Navalmoral de la Mata.

Las funciones de protección y elección de los relés protecciones me ha permitido conocer y trabajar con el departamento de MV de Siemens, quienes son los encargados del diseño e instalación de las protecciones para este tipo de proyectos. Gracias a su ayuda, he podido realizar este apartado lo que me ha permitido conocer más en profundidad el funcionamiento de los relés de protección y la estandarización de las protecciones para evitar las faltas en los transformadores. Para entender mejor este punto, primero se realiza una descripción de las principales faltas que afectan al transformador, su naturaleza, sus posibles efectos en el transformador y a que parte del equipo afectan estas faltas. A continuación se explica qué tipo de protección se usa para detectar cada tipo de falta y se describe el funcionamiento de cada protección, lo que nos permite entender con mayor claridad la necesidad de instalar cada tipo de relé y su importancia dentro de la subestación, cumpliendo con el objetivo del proyecto.

Además para completar la protección del transformador, se incluye un último capítulo donde se hace un resumen de los sistemas de monitorización de transformadores de potencia, pues tiene una misión complementaria a la de las protecciones del transformador al ser capaces de identificar fallos internos cuando aún son muy incipientes.

La realización de este proyecto me ha permitido conocer más a fondo los equipos utilizados en una subestación eléctrica, la importancia de las protecciones así como determinar su elección en función de los requisitos técnicos y económicos del proyecto y las necesidades del cliente, cumpliendo así con los objetivos iniciales de este proyecto.



BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

Estudios sobre subestaciones eléctricas

- [1] Elementos de diseño en subestaciones eléctricas, Limusa 2002. Enriquez Harper

Guías técnicas de referencia

- [2] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE). Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español. 1995.
- [3] BLASTER. Transformer Protection.Application Guide.2007.
- [4] ALSTOM. Network Protection & Automation Guide. 2002.
- [5] SIEMENS.Power Engineering Guide. 2011.
- [6] ABB. Guía sobre protecciones eléctricas. 1997.
- [7] UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CHILE. Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia. 2000.

Catálogos utilizados para la descripción de los equipos

- [8] SIEMENS. Catálogo de Protecciones Siprotec. 2008.
- [9] SIEMENS. High-Voltage Circuit-Breakers. 2010.
- [10] SIEMENS. Current transformers. 2007.
- [11] SIEMENS. Inductive voltage transformers. 2007.
- [12] COMEN. K4-Buchholz Relay. 2002.
- [13] SIEMENS. Power transformers. 2010.

Páginas web

- [14] ABB. <http://www.abb.es>
- [15] SIEMENS. <http://www.siemens.com>



Cursos y asignaturas relacionadas

[16] SIEMENS. Curso de Ingeniería de Sistemas de protección y control en Subestaciones Eléctricas. Febrero 2012. Fernando Martínez Hurtado.

[17] UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID. Asignatura de Máquinas eléctricas I. Segundo curso de Ingeniería técnica industrial. Electricidad. Juan Carlos Burgos.

Proyectos de fin de carrera consultados

[18] Elkin Herrera Martínez, Diseño del sistema de protección y control de la subestación eléctrica Gilge, Universidad politécnica de Madrid, 2009.

Código ET 30

[19] Empresa provincial de energía de Córdoba. www.epec.com.ar/



ANEXO

ET30

Código numérico para esquemas
eléctricos




EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA
CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS


ET30
Emisión: 08-09-1967
Oficina de Normalización

Hoja N°: 1
Cantidad: 9


- 1 **DISPOSITIVO DE COMANDO PARA INICIAR MANIOBRA:** Interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, etc., que pone o saca de servicio un equipo, directamente o por medio de dispositivos tales como relés de protección o de retardo.
- 2 **RELÉ DE RETARDO PARA ARRANQUE O CIERRE:** Dispositivo que da el intervalo requerido de tiempo de retardo entre dos etapas u operaciones de una secuencia de maniobras de conexión y desconexión o de un sistema de relés de protección.
- 3 **RELÉ DE VERIFICACIÓN O DE ENCLAVAMIENTO:** Relé que actúa en función de la posición de otros dispositivos o de condiciones determinadas de un equipo, para permitir que prosiga o para una secuencia de operaciones o proveer una verificación de las condiciones o posición de los dispositivos.
- 4 **CONTACTOR PRINCIPAL DE COMANDO:** Dispositivo controlado generalmente por el N°1 o equivalente y por los dispositivos de bloqueo y de protección necesarios, que conecta y desconecta el circuito de control para poner en funcionamiento un equipo bajo las condiciones deseadas y retirarlo cuando ellas sean diferentes o anormales.
- 5 **DISPOSITIVO DE PARADA:** Dispositivo que retira de funcionamiento y mantiene en ese estado a un equipo.
- 6 **INTERRUPTOR DE ARRANQUE:** Dispositivo que conecta una máquina a su fuente de alimentación.
- 7 **INTERRUPTOR DE ÁNODO:** Dispositivo que interrumpe el circuito anódico de un rectificador al producirse un arco inverso.
- 8 **INTERRUPTOR DE CORRIENTE DE COMANDO:** Dispositivo de desconexión (interruptor de cuchillas, interruptor automático, grupo de fusibles desmontables) que conecta o desconecta la fuente de alimentación de los aparatos o de las barras colectoras del equipo de control.
- 9 **DISPOSITIVO INVERSOR:** Dispositivo que invierte la conexión de un circuito.
- 10 **SELECTOR DE SECUENCIA:** Interruptor o conmutador para variar el orden en que son puestos o retirados de servicio los distintos elementos de un equipo o instalación.
- 11 **TRANSFORMADOR PARA ALIMENTACIÓN DE CIRCUITO DE COMANDO EN CORRIENTE ALTERNA**
- 12 **DISPOSITIVO DE SOBREVELOCIDAD:** Interruptor de velocidad conectado directamente a una máquina, que actúa cuando la velocidad de la misma excede la normal.
- 13 **DISPOSITIVO DE VELOCIDAD SINCRÓNICA:** Dispositivo que acciona a aproximadamente la velocidad sincrónica de una máquina (interruptor centrífugo de velocidad, relé de frecuencia de resbalamiento, relé de tensión, relé de subintensidad).

	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS	ET30 Emisión: 08-09-1967 Oficina de Normalización	Hoja N°: 2 Cantidad: 9
---	--	---	---------------------------

14	<u>DISPOSITIVO DE SUBVELOCIDAD:</u> Dispositivo que acciona cuando la velocidad de la máquina cae por debajo de un valor determinado.
15	<u>DISPOSITIVO IGUALADOR DE FRECUENCIA O VELOCIDAD:</u> Dispositivo que iguala y mantiene la frecuencia o la velocidad de una máquina o sistema a la de otra máquina, fuente o sistema.
16	<u>DISPOSITIVO DE COMANDO PARA CARGA DE BATERÍA</u>
17	<u>INTERRUPTOR DERIVADOR O DE DESCARGA:</u> Interruptor que abre o cierra un circuito en shunt con cualquier sector de un aparato que no sea una resistencia (capacitor, bobina de campo, inducido de una máquina). Excluye los dispositivos de shunt para arranque y los de conmutación de resistencia.
18	<u>DISPOSITIVO DE ACELERACIÓN O DESACELERACIÓN:</u> Dispositivo que cierra o provoca el cierre de circuitos destinados a aumentar o reducir la velocidad de una máquina.
19	<u>CONTACTOR DE TRANSICIÓN DE ARRANQUE A MARCHA NORMAL:</u> Dispositivo que inicia o provoca el cambio automático de la conexión de arranque a la de marcha normal de una máquina.
20	<u>VÁLVULA (1) ACCIONADA ELÉCTRICAMENTE:</u> Válvula de solenoide o accionada por motor, utilizada en tuberías de vacío, aérea, gas, petróleo, agua, etc. (1) Puede ser INTERCEPTORA, REDUCTORA DE PRESIÓN, REGULADORA DE FLUJO, etc.
21	<u>RELÉ DE DISTANCIA:</u> Relé que acciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuye más allá de límites determinados.
22	<u>INTERRUPTOR IGUALADOR AUTOMÁTICO:</u> Interruptor que abre o cierra el circuito de igualación o de equilibrio de corriente del campo de una máquina o del equipo de regulación de varios grupos.
23	<u>DISPOSITIVO REGULADOR DE TEMPERATURA:</u> Dispositivo que actúa para elevar o bajar la temperatura de un medio, máquina o aparato, cuando ella excede o cae por debajo de un valor determinado.
24	<u>INTERRUPTOR O CONTACTOR PARA INTERCONEXIÓN DE BARRAS</u>
25	<u>DISPOSITIVO SINCRONIZADOR:</u> Dispositivo que acciona cuando dos circuitos de corriente alterna están en igualdad de frecuencia, fase o tensión, permitiendo conectar o conectando ambos en paralelo.
26	<u>DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN TÉRMICA:</u> Dispositivo que acciona cuando la temperatura de la máquina o aparato al cual se aplica excede o cae por debajo de un valor determinado.

	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS	ET30 Emisión: 08-09-1967 Oficina de Normalización	Hoja N°: 3 Cantidad: 9
---	--	---	---------------------------

27	<u>RELÉ DE MÍNIMA TENSIÓN:</u> Relé que acciona cuando la tensión cae por debajo de un valor determinado.
28	<u>DISPOSITIVO TÉRMICO A RESISTOR:</u> Dispositivo que acciona en base a la temperatura de un resistor, destinado a indicar, limitar o transferir una carga excesiva.
29	<u>CONTACTOR SEPARADOR:</u> Contactor que aísla un circuito de otro para funcionamiento de emergencia, mantenimiento o ensayos.
30	<u>RELÉ ANUNCIADOR:</u> Dispositivo de reposición manual que da una o más indicaciones visuales sin dependientes al accionar los dispositivos de protección y que puede utilizarse también para bloque.
31	<u>DISPOSITIVO DE EXCITACIÓN INDEPENDIENTE:</u> Dispositivo que conecta el campo en derivación de una conmutatriz sincrónica a una fuente de excitación independiente durante la secuencia de arranque o que alimenta los circuitos de excitación e ignición de un rectificador.
32	<u>RELÉ DIRECCIONAL DE POTENCIA:</u> Relé que acciona a un valor determinado del flujo de energía en una dirección o por arco inverso en el circuito anódico o catódico de un rectificador.
33	<u>INTERRUPTOR DE POSICIÓN:</u> Interruptor que abre o cierra un contacto cuando el dispositivo al cual se aplica, llega a una posición dada.
34	<u>INTERRUPTOR DE SECUENCIAS ACCIONADO POR MOTOR:</u> Interruptor de contactos múltiples que determina la sucesión de las operaciones durante el arranque, la parada y otras maniobras en las cuales los interruptores deben accionar según un orden determinado.
35	<u>DISPOSITIVO PARA ACCIONAMIENTO DE LAS ESCOBILLAS O PONER EN CORTOCIRCUITO LOS ANILLOS COLECTORES:</u> Dispositivo que sube, baja o desplaza las escobillas de una máquina, para poner en cortocircuito los anillos colectores o para conectar o desconectar los contactos de un rectificador mecánico.
36	<u>DISPOSITIVO DE POLARIDAD:</u> Dispositivo que acciona o permite el accionamiento de otro solamente cuando existe una polaridad determinada.
37	<u>RELÉ DE MÍNIMA INTENSIDAD O MÍNIMA POTENCIA:</u> Relé que acciona cuando la corriente o la potencia cae por debajo de un valor determinado.
38	<u>DISPOSITIVO PROTECTOR DE COJINETES:</u> Dispositivo que acciona por temperatura excesiva de los cojinetes a los que se aplica.
39	<u>CONTACTOR POR DEBILITAMIENTO DE LA EXCITACIÓN DE UNA MÁQUINA:</u> Dispositivo que acciona cuando la excitación de una máquina alcanza un valor inferior a uno prefijado.

	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS	ET30 Emisión: 08-09-1967 Oficina de Normalización	Hoja N°: 4 Cantidad: 9
---	--	---	---------------------------

40	<u>RELÉ DE CAMPO:</u> Relé que acciona a un valor dado de la corriente del campo de una máquina, o si se interrumpe, o si la componente reactiva en el inducido es excesiva (excitación anormalmente baja).
41	<u>INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CAMPO:</u> Interruptor que conecta o desconecta la excitación de una máquina.
42	<u>INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE MARCHA NORMAL:</u> Dispositivo que conecta una máquina a su fuente de alimentación normal después de alcanzar la velocidad requerida con la conexión de arranque.
43	<u>CONMUTADOR MANUAL DE TRANSFERENCIA O SELECTOR:</u> Dispositivo accionado a mano que permite la conmutación de un circuito de control a otro con el objeto de modificar el plan de operación del equipo de maniobras o de algunos de sus dispositivos.
44	<u>RELÉ DE ARRANQUE SUCEATIVO DE UNIDADES:</u> Relé que acciona para arrancar el siguiente elemento, grupo o unidad disponible cuando falla o no se dispone del que normalmente le precede.
45	<u>RELÉ DE MÁXIMA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA:</u> Detecta una determinada sobretensión continua dentro de un tiempo prefijado y opera un dispositivo asociado al mismo.
46	<u>RELÉ DE CORRIENTE PARA INVERSIÓN O EQUILIBRIO DE FASES:</u> Relé que acciona cuando las corrientes de un sistema polifásico tienen un orden inverso o están desequilibradas o contienen componentes de secuencia de fase negativa cuya magnitud excede un valor determinada.
47	<u>RELÉ VOLTIMÉTRICO DE SECUENCIA DE FASES:</u> Relé que acciona a un valor determinado de la tensión de un sistema polifásico con una secuencia de fases dada.
48	<u>RELÉ DE SECUENCIA INCOMPLETA:</u> Relé que vuelve el equipo a la posición normal o lo desconecta y lo fija en dicha posición si la secuencia de arranque, de funcionamiento o de parada no se completa dentro de un lapso determinado.
49	<u>RELÉ TÉRMICO DE MÁQUINA:</u> Relé que acciona cuando la temperatura de un inducido u otro devanado o elemento bajo carga excede de un valor determinado.
50	<u>RELÉ DE CORTOCIRCUITO:</u> Relé que acciona instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si aumentara con demasiada rapidez, señal de un cortocircuito en la instalación protegida.
51	<u>RELÉ TEMPORIZADO DE MÁXIMA CORRIENTE DE CORRIENTE ALTERNA:</u> Relé de corriente alterna de acción retardada que acciona cuando la corriente de un circuito excede un valor determinado. El retraso puede variar en función inversa a la intensidad o ser de tiempo definido.



EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA
CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS

ET30
Emisión: 08-09-1967
Oficina de Normalización

Hoja N°: 5
Cantidad: 9

- 52 **INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CORRIENTE ALTERNA:** Dispositivo que cierra o abre un circuito de corriente alterna en condiciones normales o lo abre en condiciones de emergencia o de cortocircuito.
- 53 **RELÉ DE EXCITATRIZ O DE GENERADOR:** Relé que hace subir la excitación del campo de una máquina de corriente continua en el arranque o que acciona cuando la tensión ha subido a un cierto valor.
- 54 **INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CORRIENTE CONTINUA DE ACCIÓN RÁPIDA:** Interruptor que empieza a reducir la corriente continua del circuito principal en 0,01 segundo o menos después de producirse una sobreintensidad o de que la corriente comienza a aumentar una velocidad excesiva.
- 55 **RELÉ DE FACTOR DE POTENCIA:** Relé que acciona cuando el factor de potencia de un circuito de corriente alterna llega a ser mayor o menor que un valor determinado.
- 56 **RELÉ DE CONEXIÓN DE CAMPO:** Relé que conecta automáticamente la corriente de campo de un motor síncrono en el punto más favorable del ciclo de la tensión de resbalamiento.
- 57 **RELÉ O DISPOSITIVO LIMITADOR DE CORRIENTE:** Aparato que entra en acción cuando la corriente pasa de un valor predeterminado y que tiene por función limitar a este valor la corriente utilizada por un consumidor.
- 58 **RELÉ O DISPOSITIVO ECUALIZADOR DE TENSIÓN:** Dispositivo que modifica el ajuste de un regulador de tensión de modo que la tensión de una máquina sea la misma antes y después de un paralelo.
- 59 **RELÉ DE MÁXIMA TENSIÓN:** Relé que acciona cuando la tensión excede de un valor determinado.
- 60 **RELÉ DE EQUILIBRIO DE TENSIONES:** Relé que acciona ante una diferencia dada entre la tensión de dos circuitos.
- 61 **RELÉ DE EQUILIBRIO DE CORRIENTE:** Relé que acciona ante una diferencia dada entre la intensidad de entrada o de salida de dos circuitos.
- 62 **RELÉ DE RETARDO DE PARADA O DE APERTURA:** Relé de acción retardada que actúa en combinación con el dispositivo que inicia la maniobra de interrupción, parada o apertura en una secuencia automática.
- 63 **RELÉ DE FLUJO, NIVEL O PRESIÓN DE GASES O LÍQUIDOS:** Relé que acciona a valores o régimen de variación determinados de la presión, flujo o nivel de un fluido.
- 64 **RELÉ PROTECTOR DE CONTACTO A TIERRA:** Relé que acciona si falla la aislación a tierra de una máquina u otro aparato o si se produce una chispa a tierra en una máquina de corriente continua.



EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA
CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS

ET30
Emisión: 08-09-1967
Oficina de Normalización

Hoja N°: 6
Cantidad: 9

- 65 **REGULADOR DE VELOCIDAD:** Equipo que regula la apertura de las compuertas o válvulas de las turbinas.
- 66 **RELÉ A IMPULSO:** Dispositivo que permite un número dado de operaciones sucesivas a intervalos preestablecidos o que activa periódicamente un circuito o que permite una aceleración intermitente o avances cortos para un ajuste de posición.
- 67 **RELÉ DIRECCIONAL DE MÁXIMA CORRIENTE DE CORRIENTE ALTERNA:** Relé que acciona a un valor determinado de sobrecorriente en una dirección dada.
- 68 **RELÉ O DISPOSITIVO TÉRMICO EN CORRIENTE CONTINUA:** Dispositivo que acciona cuando la temperatura de la máquina o del aparato de corriente continua supera un valor determinado.
- 69 **DISPOSITIVO DE CONTROL PERMISIVO:** Interruptor manual de dos posiciones. En una permite el cierre de un interruptor automático o la puesta en marcha de un equipo; en la otra lo impide.
- 70 **REÓSTATO ACCIONADO ELÉCTRICAMENTE:** Reóstato utilizado para variar la resistencia de un circuito y que responde a señales recibidas de un dispositivo eléctrico de control.
- 71 **INTERRUPTOR O CONTACTOR DE EMERGENCIA PARA CORRIENTE CONTINUA**
- 72 **INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CORRIENTE CONTINUA:** Dispositivo que abre o cierra un circuito de corriente continua en condiciones normales o lo abre en condiciones de emergencia o cortocircuito.
- 73 **CONTACTOR DE RESISTENCIA DE CARGA:** Contactor que introduce en un circuito un paso de resistencia limitadora, desviadora o indicadora de carga o que conecta o desconecta un calentador o un dispositivo luminoso o una resistencia de carga regenerativa de un rectificador u otra máquina.
- 74 **RELÉ DE ALARMA:** Relé que acciona una alarma visible o audible o que funciona en combinación con ella. Excepto el descrito en 30.
- 75 **MECANISMO DE CAMBIO DE POSICIÓN:** Mecanismo que desplaza un interruptor automático desmontable, de una posición de conectado a la de prueba o a la de desconectado y viceversa.
- 76 **RELÉ DE MÁXIMA CORRIENTE DE CORRIENTE CONTINUA:** Relé que acciona cuando la corriente de un circuito de corriente continua excede de un valor determinado.
- 77 **TRANSMISOR DE PULSACIONES:** Dispositivo que produce y transmite impulsos en un sistema de telemedida o circuito de cable piloto, al receptor, instrumento indicador, instalado a distancia.




EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA
CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS

ET30
Emisión: 08-09-1967
Oficina de Normalización

Hoja N°: 7
Cantidad: 9

- 78 **RELÉ PROTECTOR CONTRA FALTA DE SINCRONISMO O MEDIDOR DE ÁNGULO DE FASE:** Relé que acciona según el ángulo de fase entre dos tensiones o corrientes o entre una tensión y una corriente.
- 79 **RELÉ DE RECIERRE DE CORRIENTE ALTERNA:** Relé que controla automáticamente el recierre y el enclavamiento en posición abierta del interruptor automático en circuito de corriente alterna.
- 80 **RELÉ O DISPOSITIVO DE MÍNIMA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA**
- 81 **RELÉ DE FRECUENCIA:** Relé que acciona a un valor determinado de la frecuencia (mayor, menor o igual a la normal) o cuando la frecuencia varía a una velocidad dada.
- 82 **RELÉ DE RECIERRE DE CORRIENTE CONTINUA:** Relé que controla el cierre o recierre automático del interruptor de un circuito de corriente continua en respuesta a las condiciones de carga del mismo.
- 83 **RELÉ DE CONTROL SELECTIVO O TRANSFERENCIA:** Relé que automáticamente elige entre ciertas fuentes de energía o condiciones de servicio de un equipo, o cambia de una operación a otra.
- 84 **MECANISMO OPERADOR:** Mecanismo eléctrico o servomecanismo, incluyendo el motor de accionamiento, solenoides, interruptores de posición, etc. que acciona un cambiador de tomas, regulador, etc.
- 85 **RELÉ RECEPTOR DE UN SISTEMA DE CORRIENTE PORTADORA O CABLE PILOTO:** Relé accionado o retenido por una señal del tipo utilizado en sistemas protectores por corriente portadora o del tipo de protección direccional por cable piloto de corriente continua.
- 86 **RELÉ DE ENCLAVAMIENTO FUERA DE SERVICIO:** Relé accionado eléctricamente y de reenganche eléctrico o manual que desconecta y mantiene desconectado un equipo después de condiciones anormales.
- 87 **RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL:** Relé de protección que acciona bajo una diferencia porcentual o de fase u otra diferencia cuantitativa de dos corrientes y otras magnitudes eléctricas.
- 88 **MOTOR O GRUPO GENERADOR AUXILIAR:** Se utiliza para accionar equipos auxiliares tales como bombas, sopladores, excitatrices, amplificadores magnético-giratorios, etc.
- 89 **SECCIONADOR DE LÍNEA:** Seccionador o separador de circuitos de corriente continua o alterna, accionado eléctricamente o con accesorios eléctricos como interruptor auxiliar, enclavamiento magnético.

	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA	ET30	Hoja N°: 8
	CÓDIGO NUMÉRICO PARA ESQUEMAS ELÉCTRICOS	Emisión: 08-09-1967	Cantidad: 9
		Oficina de Normalización	

90	REGULADOR: Dispositivo que funciona para regular una o varias magnitudes como tensiones, corrientes, potencias, velocidades, frecuencias, temperaturas y mantenerlas entre ciertos límites.
91	RELÉ DIRECCIONAL DE TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: Relé que acciona cuando la tensión a través de un interruptor automático o contactor abierto excede de un cierto valor en una dirección dada.
92	RELÉ DIRECCIONAL DE POTENCIA Y TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: Relé que permite o provoca la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede cierto valor en una dirección dada, y provoca la desconexión de los mismos cuando la potencia que pasa de uno a otro en la dirección opuesta excede de un valor determinado.
93	CONTACTOR REGULADOR DE CAMPO: Contactor que aumenta o disminuye en un escalón la excitación del campo de una máquina.
94	RELÉ DISPARADOR O DE DISPARO LIBRE: Relé que acciona para disparar o permitir el disparo inmediato de un interruptor automático, contactor y otro aparato o para impedir el recierre inmediato del interruptor de un circuito, si se abriese automáticamente aunque su circuito de control de cierre no se interrumpiese.
95	DISPOSITIVO DISTRIBUIDOR DE CARGA: Dispositivo que reparte la carga total a la cual está sometida una instalación, entre diversos grupos, según una ley determinada.
96	RELÉ DE CIRCULACIÓN: Relé que abre o cierra sus contactos conforme al régimen de circulación de un fluido.
97	RELÉ BUCHHOLZ O SIMILAR
98	(Disponible)
99	RELÉ DE NIVEL: Relé que abre o cierra sus contactos conforme al nivel de un fluido.

OBSERVACIONES:

Este código numérico está destinado particularmente a esquemas en planos de instalaciones de centrales y estaciones. Cuando se lo aplique para aparatos de función análoga en sistemas de comando de líneas, sistemas de telecomando, etc., se usarán los mismos números aumentados en 100, 200, etc. Cada esquema en el cual se adopte este criterio llevará una referencia indicando claramente a qué parte o tipo de instalación corresponde cada una de las series empleadas: 101 a 199, 201 a 299, etc.

Los caracteres numéricos se colocarán a derecha o debajo del símbolo a que se refieran.

Cada número podrá acompañarse de una o más letras para precisar mejor la función, finalidad, medio de accionamiento, variable controlada, etc., del aparato a que se refiera.